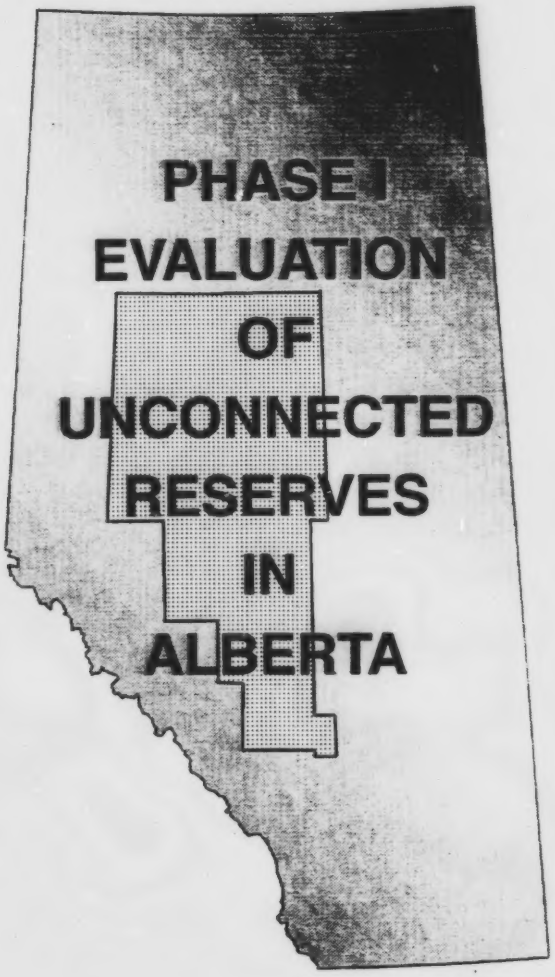
UNCONNECTED GAS SUPPLY STUDY



NATIONAL ENERGY BOARD
ENERGY RESOURCES BRANCH
JANUARY 1995

National Energy Board

CANADA

Office national de l'énergie

16 January 1995

To whom it may concern:

Subject: NEB Draft Paper - Unconnected Gas Supply Study

Thank you for your interest in the National Energy Board (NEB) draft report, "Unconnected Gas Supply Study, Phase I - Evaluation of Unconnected Reserves in Alberta".

By way of background, as part of its analytical work in support of its regulatory and advisory functions, the Board undertakes focused studies on a routine basis into particular oil and gas supply issues. The most recent study concerns unconnected gas reserves in the Western Canada Sedimentary Basin, in particular the characteristics and economic viability of a portion of the unconnected gas in Alberta. This report, which represents the first phase to the study, has two components: first, an examination of the 59 largest unconnected pools (>500 10^6m^3 Initial Marketable Reserves) in Alberta; and second, a thorough investigation of all unconnected pools (2514 pools) in a selected area in central Alberta. Subsequent phases to this study could extrapolate this analysis to the remainder of the basin.

The results from the NEB's analysis indicate that 25 percent of the reserves in the largest unconnected pools should not be considered as remaining established reserves due to economic considerations. Additionally, 46 percent of the unconnected remaining established reserves in the central Alberta area should not be considered as reserves, due largely to technical considerations.

How the results of this study can efficiently be integrated into the ERCB/NEB Common Reserves Data Base is under active consideration. More importantly, the extrapolation of this work to the rest of the province will require further study which will be directed by the ERCB and NEB largely through the Joint Reserves Steering Group. This group deals with technical issues regarding the ERCB/NEB reserves estimates.

Comments on this report are welcome and would assist in planning any future study in this or related matters. Comments should be directed to the Secretary of the Board by 31 March 1995. For further information please contact Bruce Young at (403) 299-3147 or Cliff Gemeroy at (403) 299-3138.

Yours sincerely,

J.S. Richardson
Secretary

311 - 6th Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 3H2

311, 6e Avenue s.-o.
Calgary (Alberta)
T2P 3H2

Telephone/Téléphone (403)292-4800
Facsimile/Télécopieur (403)292-5503

CANADA

National Energy Board

UNCONNECTED GAS SUPPLY STUDY

Phase I - Evaluation of Unconnected Reserves in Alberta

January 1995

Energy Resources Branch

Executive Summary

This working paper is being distributed by the National Energy Board (NEB) to solicit comments from industry and other government agencies on the recent review completed by the NEB regarding the unconnected gas reserves in the Western Canada Sedimentary Basin (WCSB).

Unconnected reserves represent an important portion of future productive capacity, as demonstrated in the NEB Canadian Energy Supply and Demand Reports. On the basis of the NEB's 1992 year-end gas reserves data base, there are approximately 15 600 unconnected gas pools in the WCSB compared to 10 500 producing pools. The unconnected pools are recognized by the NEB to contain 595 10^9m^3 (21.0 Tcf) of Initial Marketable Reserves (IMR) which represent 31 percent of the remaining established reserves for the WCSB. Furthermore, these reserves are expected to contribute 20 to 25 percent of Canada's total gas deliverability by 1997/98.

The NEB has been concerned that the current IMR estimates in unconnected gas pools are overstated and of questionable economic viability. This issue has been raised in technical consultations with the upstream petroleum sector, the Energy Resources Conservation Board (ERCB) and in a recent industry survey on excess natural gas deliverability conducted by the Canadian Energy Research Institute (CERI). Given the importance of unconnected gas pools to future gas supply projections, underlined by the recent tightening of gas supply, a thorough assessment of this portion of the gas resource base was warranted.

The review of the unconnected gas reserves evolved into two separate studies. The first study examined the viability of connecting the larger unconnected pools in Alberta, those pools with IMR greater than 500 10^6m^3 (17.7 Bcf). This selection resulted in a sample of 59 gas pools with total IMR of 48.8 10^9m^3 (1.7 Tcf) or 8 percent of the unconnected total. Ten of the 59 gas pools accounting for 7.9 10^9m^3 (0.2 Tcf) are currently classified as abandoned.

For the large pool study, it was concluded that 75 percent or 36.8 10^9m^3 (1.3 Tcf) of the initial 48.8 10^9m^3 (1.7 Tcf) are expected to be economic at a gas price of $2.00/GJ.

Given the size of the task, the second study did not permit the examination of all remaining unconnected pools, consequently a smaller study area was selected. A Central Alberta area was chosen as it represented a wide variety of surface conditions, geological horizons and available infrastructure. Within this area, there were 2 514 unconnected pools, containing IMR of 116.8 10^9m^3 (4.2 Tcf) or 20 percent of the unconnected total for the basin. The Central Alberta Study was supplemented with a detailed review of Absolute Open Flow (AOF) test results, and a performance analysis of all pools connected within the area during the last three years as a guide to anticipating future performance.

For the Central Alberta Study, the results have a much greater impact on the actual estimate of the unconnected gas reserves. The initial geological review indicated that 26 percent of the unconnected gas pools within the area do not have reserves. This lowers the assigned IMR total by 25 percent. Additionally, there was a 17 percent reduction in IMR due to further geological study or changes to recovery factors. The economic analysis did not greatly influence the results as the reduction in reserves was only four percent of those reserves remaining for further study.

In summary the unconnected gas reserves in the Central Alberta Study are indeed overstated and should be reduced by 46 percent. This reduction is primarily due to technical considerations. Therefore, the reserves reduction is permanent and not likely to change with improved economic conditions.

If it is assumed that the possible impact is as great on the basin as indicated from this study, then the total WCSB unconnected IMR of 595 10^9m^3 (21.0 Tcf) are more likely in the range of 330 10^9m^3 (11.7 Tcf). Consequently, 265 10^9m^3 (9.3 Tcf) of IMR may not be available for future productive capacity projections, which suggests an even greater reliance on future reserves additions to make up the shortfall. It should be noted that scaling up results such as these represents a trend rather than the most likely outcome.

Given the unique characteristics of each area and the difficulty in generalizing the data for the entire basin, care should be taken in making judgements on the actual reserves estimate that should be assigned to the unconnected reserves. Accordingly, areas such as northeastern British Columbia, southeast and northern Alberta should be studied in future phases. The NEB is currently considering the merits of further studies.

The NEB welcomes any comments on the methodology, results, conclusions and recommendations associated with this report. For your convenience, and in the interests of encouraging additional investigations in this area, we have provided all the charts, tables, spreadsheets and raw data derived from our analyses in electronic format.

Table of Contents

List of Tables ..... (ii)

List of Figures ..... (ii)

List of Appendices ..... (iii)

Abbreviations ..... (iv)

Introduction 1

Large Pool Study 4
2.1 Scope 4
2.2 Reserves Determination and Deliverability 5
2.3 Capital and Operating Costs 5
2.4 Conclusions and Recommendations 6

Central Alberta Study 7
3.1 Scope 7
3.2 Reserves Determination 7
3.3 Deliverability 10
3.4 Capital and Operating Costs 10
3.5 Pool Performance Assessment 11
3.6 Economic Analysis 12
3.7 Conclusions 15
3.8 Implications 15
3.9 Recommendations 15

List of Tables

Table 2-1
Large Pool - Summary 5
Table 3-1
Central Alberta Study
Pools and Reserves Reductions 8
Table 3-2
Comparison of NEB/ERCB Ratios on a Zonal Basis 9
Table 3-3
Pool Performance Assessment 12

List of Figures

Figure 1 Index Map Unconnected Gas Supply Study Area 2
Figure 2 Unconnected Gas Supply Study Schematic 3
Figure 3 Index Map of Large Pool Study 4
Figure 4 Index Map Central Alberta Study Area 7
Figure 5 Distribution of Studied Pools by Horizon 8
Figure 6 Gas-in-Place Differences by Horizon 9
Figure 7 Distribution of Projects by Reserve Size 12
Figure 8 Supply Cost Curves 13
Figure 9 Typical Capital Costs and Reserves 13
Figure 10 Supply Costs by ERCB Area 13
Figure 11 Break-Even Raw Gas Reserves 14

List of Appendices

Appendix I 16
Pool Listing 16
Appendix II 17
Large Pool Study 17
Appendix III 18
Central Alberta Study 18

Abbreviations

A number of standard abbreviations for units of measurement and industry practices are used throughout this report:

AOF	*Absolute Open Flow*
Bcf	*Billions of cubic feet*
DST	*Drillstem Test*
GIP	*Gas-in-place*
GJ	*Gigajoule*
IMR	*Initial Marketable Reserves*
Mcf	*Thousands of cubic feet*
MMcf	*Millions of cubic feet*
NGMA	*Natural Gas Market Assessment*
PEEP	*Petroleum Economic Evaluation Program*
PSAC	*Petroleum Services Association of Canada*
SYSDEL	*NEB deliverability model*
Tcf	*Trillions of cubic feet*
WCSB	*Western Canada Sedimentary Basin*

102-04093/

Chapter 1

Introduction

As part of the National Energy Board's (NEB) ongoing monitoring of natural gas supply, the Energy Resources Branch initiated a study of unconnected gas pools to assess the quality and volume of reserves, their economic viability, and their potential contribution to Canada's future overall gas supply. The NEB carries large volumes of gas reserves in unconnected pools. These reserves represent an important portion of future productive capacity, as demonstrated in the NEB's Supply and Demand Reports.

The wells associated with unconnected gas pools in the Western Canada Sedimentary Basin (WCSB) are currently classified as capped or suspended, with some wells having this status for up to 40 years. There are many reasons as to why the gas is not on production. Until recently, demand for natural gas was insufficient to justify connection of many of these pools. Other reasons include site problems, such as distance to gathering lines and existing infrastructure, limited access either due to remote location or sensitive environmental conditions, or lack of sour gas facilities in the near vicinity of sour gas pools. Finally, an indirect reason is that these wells are often used to secure and maintain land tenure, as a capped well carries minimal financial obligation for the operators.

On the basis of the NEB 1992 year-end gas reserves data base, there are approximately 15 600 unconnected gas pools in the WCSB compared to 10 500 producing pools. The unconnected pools are recognized by the NEB to contain 595 10^9m^3 (21.0 Tcf) of Initial Marketable Reserves (IMR) which represents 31 percent of the remaining established reserves for the WCSB. Furthermore, these reserves are expected to contribute 20 to 25 percent of Canada's total gas deliverability by 1997/98.

The NEB has been concerned that the current IMR estimates in unconnected gas pools are overstated and of questionable economic viability. This issue has been raised in technical consultations with the upstream petroleum sector, the Energy Resources Conservation Board (ERCB) and in a recent industry survey on excess natural gas deliverability conducted by the Canadian Energy Research Institute (CERI).[1] Given the importance of unconnected gas pools to future supply projections, underlined by the recent tightening of gas supply, a thorough assessment of this portion of the resource base was warranted.

Unconnected gas pools are scattered throughout the basin but are concentrated in Alberta. Alberta has 14 845 unconnected pools, representing 513 10^9m^3 (18.1 Tcf) of IMR. This compares to 623 unconnected pools in British Columbia with 77 10^9m^3 (2.7 Tcf), and 129 unconnected pools in Saskatchewan with 4 10^9m^3 (0.1 Tcf). Twenty percent of the unconnected pools in Alberta and 56 percent of those British Columbia contain sour gas. This corresponds to IMR of 180 10^9m^3 (6.4 Tcf) and 54 10^9m^3 (1.9 Tcf) respectively.

Pool sizes on average are small when compared to producing pools. In Alberta, the average unconnected pool size is 35 10^6m^3 (1.2 Bcf) compared to 303 10^6m^3 (10.8 Bcf) for producing pools.

---

[1] Survey of Canadian Natural Gas Deliverability and Production 1991-1996 by Peter T. Linder

In British Columbia, the average unconnected pool size is 123 10^6m^3 (4.4 Bcf) compared to an average of 267 10^6m^3 (9.5 Bcf) for producing pools.

Scope

The evaluation of the unconnected gas reserves evolved into two separate studies. The first study examined the viability of connecting the larger unconnected gas pools in Alberta, those pools which have IMR greater than 500 10^6m^3 (17.7 Bcf). This selection resulted in a sample of 59 pools (Figure 1) with total IMR of 48.8 10^9m^3 (1.7 Tcf) or 8 percent of the unconnected total.

The second study focussed on the examination of the smaller unconnected pools within Alberta. Given the size of the task, this study did not permit the examination of all remaining unconnected pools, consequently a smaller study area was selected. The Central Alberta area (Figure 1) was chosen as it represented a wide variety of surface conditions, geological horizons and available infrastructure such as gas plants, gathering systems and pipeline capacity. Within this defined area, there were 2 514 unconnected gas pools containing both sweet and sour gas. The total unconnected gas reserves for this area are 116.8 10^9m^3 (4.2 Tcf), representing 20 percent of the basin total for unconnected gas.

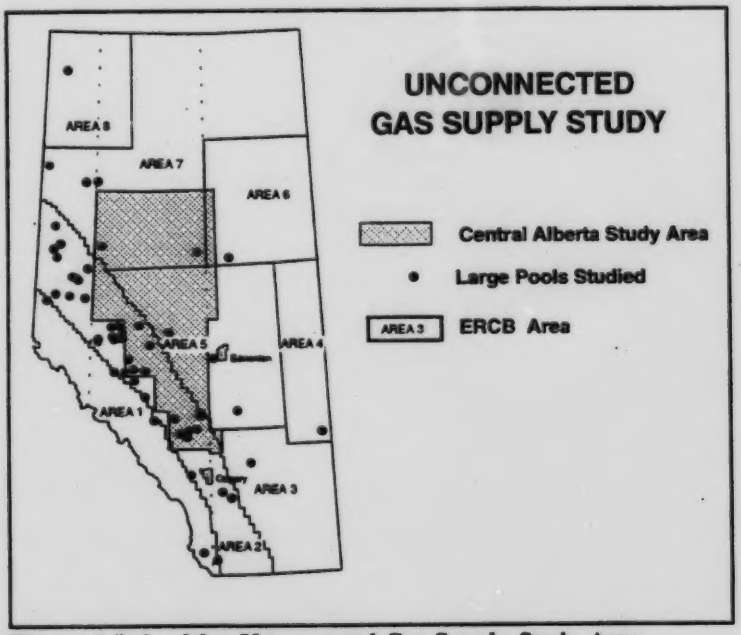


Figure 1 Index Map Unconnected Gas Supply Study Area

The Central Alberta Study was expanded to include a review of detailed Absolute Open Flow (AOF) reports of 160 of the original 2 514 pools to provide a better understanding of recovery efficiencies.

The study was further enhanced through the performance assessment of all producing pools (284) within the Central Alberta Study area that were connected between 1990 and 1993. This study was undertaken to validate the recovery factor adjustments suggested in the AOF review.

Each study was based on a multi-disciplinary approach; a geological review to verify the volumetric estimates and determine reservoir quality, an engineering review to estimate marketable reserves and deliverability, and finally, a supply cost analysis as an indicator of economic viability.

The economic analysis used the concept of private supply costs which express expenditures associated with resource exploitation as a levelized cost per unit of production. The main cost components are: capital costs associated with development, production operating costs, federal and provincial taxes, resource royalties and the minimum required return. In this analysis, all previously incurred

expenditures, such as exploration costs, were excluded. Other major assumptions include all pools having the same start-up date, flow-through taxation and a discount rate of 10 percent reflecting the long-term cost of capital.

Supply costs were calculated using the Petroleum Economic Evaluation Program (PEEP). This cash flow model compares the discounted revenue and cost streams over the lives of projects to calculate such economic indicators as unit supply cost, net present value, rate of return, and payout period. In the model, two price-sensitive components, taxes and royalties, are calculated independently of the price forecasts.[1]

The timing of the analyses necessitated the use of the NEB 1991 year-end natural gas reserves data base which is largely based on ERCB data for unconnected pools. A breakdown of pools and IMR and a flowchart showing study progression is presented in Figure 2.

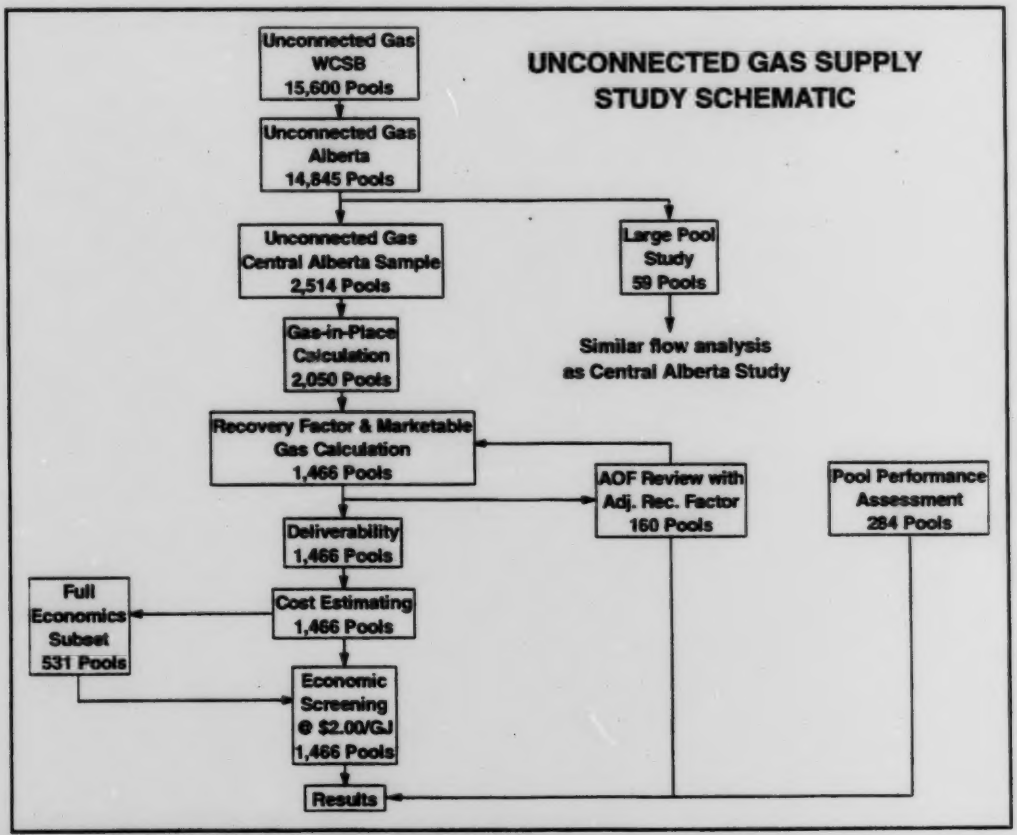

UNCONNECTED GAS SUPPLY STUDY SCHEMATIC
Unconnected Gas WCSB 15,600 Pools
Unconnected Gas Alberta 14,845 Pools
Unconnected Gas Central Alberta Sample 2,514 Pools
Large Pool Study 59 Pools
Gas-in-Place Calculation 2,050 Pools
Similar flow analysis as Central Alberta Study
Recovery Factor & Marketable Gas Calculation 1,466 Pools
AOF Review with Adj. Rec. Factor 160 Pools
Pool Performance Assessment 284 Pools
Deliverability 1,466 Pools
Full Economics Subset 531 Pools
Cost Estimating 1,466 Pools
Economic Screening @ $2.00/GJ 1,466 Pools
Results

Figure 2 Unconnected Gas Supply Study Schematic

---

1 This is achieved by calculating taxes and royalties based on estimated supply costs in an iterative process that leads to a convergence of the present values of revenue and cost streams. The levelized price at which the two values become equal is displayed as the supply cost.

Chapter 2

Large Pool Study

2.1 Scope

This study was initiated to examine the economic viability of connecting the largest unconnected gas pools in Alberta. As part of this analysis, only those pools with IMR greater than 500 10^6m^3 (17.7 Bcf) were selected.

Based on the 1991 ERCB gas reserves data base, there were 59 unconnected pools with IMR greater than 500 10^6m^3 (17.8 Bcf). These pools are scattered throughout Alberta (Figure 3), but most are concentrated in the western portion of the province. Total unconnected gas reserves for this study were 48.8 10^9m^3 (1.7 Tcf).

The study was divided into two parts; screening of the 59 pools to eliminate those not requiring examination, and detailed geological, engineering and economic analyses of those that remained. The screening process eliminated pools that are now connected or had developed plans for connection in the near future as these were deemed economic to produce. The initial screening also identified ten pools that had been abandoned, which represent 7.9 10^9m^3 (0.3 Tcf) of IMR.

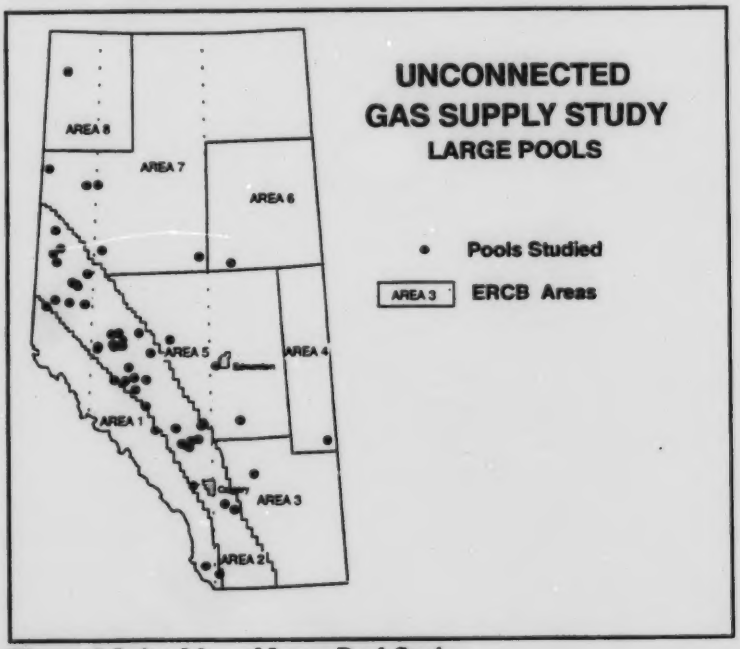


Figure 3 Index Map of Large Pool Study

The study examined details concerning ownership, location of reserves, production tests, well completion results, topography, pipeline access, gas processing requirements, existing infrastructure and an estimate of facilities costs required to produce these pools.

Each abandoned pool was individually assessed for possible reactivation in the foreseeable future. Consultations with operators and careful examination of data moved only one pool from the abandoned category to that of pools to be analyzed for economic viability.

2.2 Reserves Determination and Deliverability

Pools in this study are mainly located in the deeper reservoir horizons in the WCSB, from the Middle Devonian Gilwood sands to the Lower Cretaceous Mannville sandstones (Appendices I and II).

Each pool was evaluated on an individual basis which entailed a review of drillstem tests (DST), gas-water contacts, reservoir geology and parameters, completion history, AOF tests, area and shape of pool and history of analogous pools. From this data, the original gas-in-place reserves were verified and recovery factors assigned. Where adjustments were made to the shrinkage factor, it was generally a result of the pool having higher acid gas and liquids content values than those provided by the data base.

An assessment of capable wells, zone completed, interval perforated and tested, and number of future infill wells was also made. Potential reservoir problems impacting deliverability were assessed and the quality of AOF data closely examined. Compression requirements were also reviewed. The NEB deliverability model, SYSDEL, was used to generate productive capacity profiles for the economic analysis.

2.3 Capital and Operating Costs

Twenty-three unconnected gas pools were analyzed to determine their economic viability (Table 2-1). The costs associated with each pool were determined on the basis of proximity to the NOVA pipeline system as well as to an existing processing plant. Where required, costs for a new plant were included. Data was compiled on existing gathering systems and processing plants, the NOVA system, and general tie-in costs including a gas processing fee survey conducted by the NEB. Topographic maps of each area were used to assess features that would impact pipelining costs.

Table 2-1
Large Pool - Summary

Pool Category	Number of Pools	ERCB IMR 10^9m^3 (Tcf)	Number of Economic Pools	Economic Reserves 10^9m^3 (Tcf)	Percent Economic Reserves
Unconnected	23	14.8 (0.5)	16	10.7 (0.4)	72.2
Producing and planned Tie-ins	26	26.1 (0.9)	26	26.1 (0.9)	100
Abandoned	10	7.9 (0.3)	0	0	0
Totals	**59**	**48.8 (1.7)**	**42**	**36.8 (1.3)**	**75.4**

Facility costs required to tie-in reserves were divided into capital costs (completion, abandonment, processing plant/compressor costs) and operating costs (fixed and variable well and plant operation costs and processing fees). Abandonment, operating and new well drilling costs were based on ERCB

data. Completion costs were based on location, formation depth and completion type. Gathering costs, including dehydration units, separators, line heaters, amine units, compressors and metering stations, were based on published industry data. Estimates of by-product yields were derived from individual pool gas analysis and industry correlations.

A summary of all costs and productive capacity forecasts were input into the economic analysis. The results are presented in Appendix II.

2.4 Conclusions and Recommendations

1. Economic analysis conducted on 23 pools indicates that 10.7 10^9m^3 (0.4 Tcf) of IMR or 72 percent of the 14.8 10^9m^3 (0.5 Tcf) contained in 16 pools are economic at a gas price of $2.00/GJ (Table 2-1).

2. After including 26 pools that are now producing or have definite tie-in plans, and those that have been abandoned, 75 percent or 36.8 10^9m^3 (1.3 Tcf) of the IMR of 48.8 10^9m^3 (1.7 Tcf) of the 59 pools, are economic at a gas price of $2.00/GJ.

3. Reserves assigned to abandoned pools should be removed from the NEB/ERCB common data base.

Chapter 3

Central Alberta Study

3.1 Scope

The Central Alberta Study consisted of a review of all the unconnected gas pools within a selected area in central Alberta (Figure 4). The study area was chosen as it has a wide variety of surface conditions, geological horizons and available infrastructure such as gas processing facilities, gathering systems and pipeline capacity. The study involved a detailed review to determine: (a) initial GIP and marketable reserves, (b) deliverability and (c) relevant costs required to bring these reserves onto production, and economic viability as measured by supply costs.

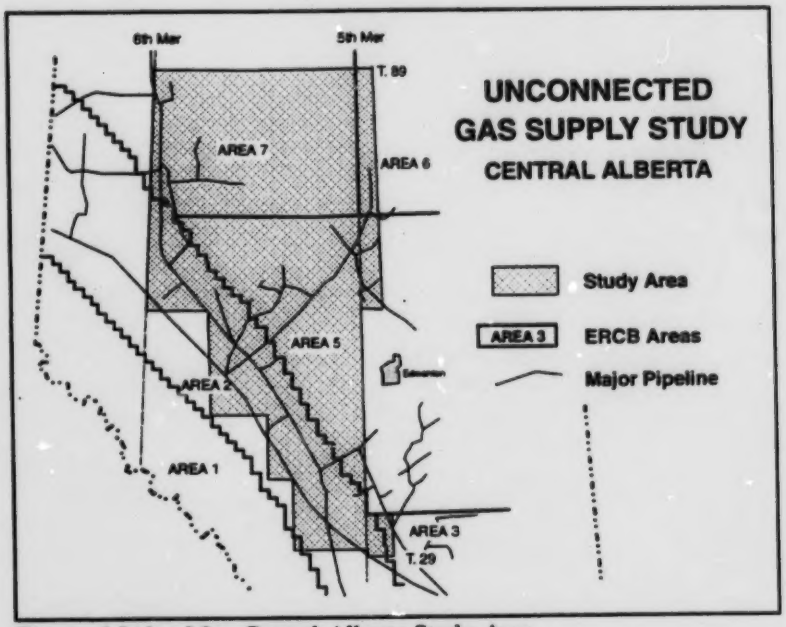


Figure 4 Index Map Central Alberta Study Area

3.2 Reserves Determination

Pools in the Central Alberta Study represent most of the reservoir horizons in the WCSB, from the Devonian Beaverhill Lake carbonates to the Tertiary Paskapoo sandstones. Structurally, the pools range from shallow plains type in the east, to "deep basin" prospects further west, and to foothills plays in the extreme western part of the study area. A breakdown of studied pools by horizon is presented in Figure 5. Refer to Appendices I and III for pool listings.

The initial screening revealed 387 pools (Table 3-1) that are now connected and currently producing. In addition, 77 solution gas pools were screened out as production statistics suggest most of these pools are producing.

Wireline logs, core and pertinent data for each well in each of the remaining 2 050 pools were examined to confirm the presence of pay and to calculate porosity and water saturation. The presence of any fluid interfaces was determined and recorded. Test results indicating problems such as

substantial water recoveries or large pressure drops during build-up testing, suggesting depletion, were also recorded. Based on this initial analysis, zero reserves were assigned, if justified. This resulted in 538 pools being assigned zero reserves, for an overall IMR reduction of 24.8 percent.

For double counted pools in which the data base revealed the same reservoir as two separate pools, the reserves were calculated for one pool only. This involved 46 pools and results in a reduction of 0.9 percent of the total IMR.

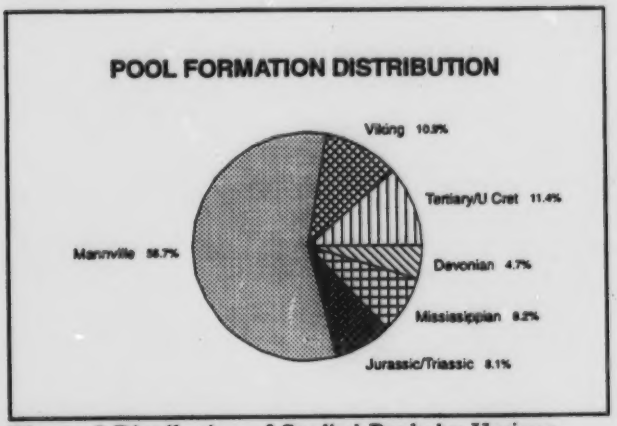


Figure 5 Distribution of Studied Pools by Horizon

Table 3-1
Central Alberta Study
Pools and Reserves Reductions

	ERCB IMR 10^9m^3 (Tcf)	No. of Pools	Reserves (%)		NEB IMR 10^9m^3 (Tcf)
			Reduction	Remaining	
Initial Sample	**116.8 (4.15)**	**2 514**			
Solution pools	**1.3 (0.05)**	**77**			
Recently connected	**22.6 (0.80)**	**387**			
Remaining for further study	**92.9 (3.28)**	**2 050**		100	
Double Counted	0.8 (0.03)	46	0.9	99.1	
No Reserves	23.0 (0.82)	538	24.8	74.3	
Remaining for detailed study	**69.1 (2.45)**	**1 466**		**74.3**	
Further Reserves Revisions		1 466	16.3	58.1	54.0 (1.9)
Economic Analysis		1 163	4.1	54.0	50.2 (1.8)

Surrounding wells were analyzed to assist in determining pool boundaries. If the zone could not be correlated to surrounding wells, ERCB area assignments were adopted. In some cases these assignments were adjusted for local variations and available well control. A record was made of the casing size and depth present in the well, the date of rig release, elevations, total depth, the ERCB modified PSAC Area (ERCB Area), any completions and treatments in the interval under review, and

the current status of each well. In addition, reservoir quality was evaluated to aid in assessing deliverability and recovery factors.

As a result of this geological and initial engineering analysis, 1 466 pools with IMR of 69.1 10^9m^3 (2.4 Tcf) were selected for the detailed costing phase of the study. For these pools, the NEB total assigned GIP value was 96.1 10^9m^3 (3.4 Tcf) and is seven percent less than those reserves reported by the data base of 103.8 10^9m^3 (3.8 Tcf). The GIP differences by horizon are shown in Figure 6.

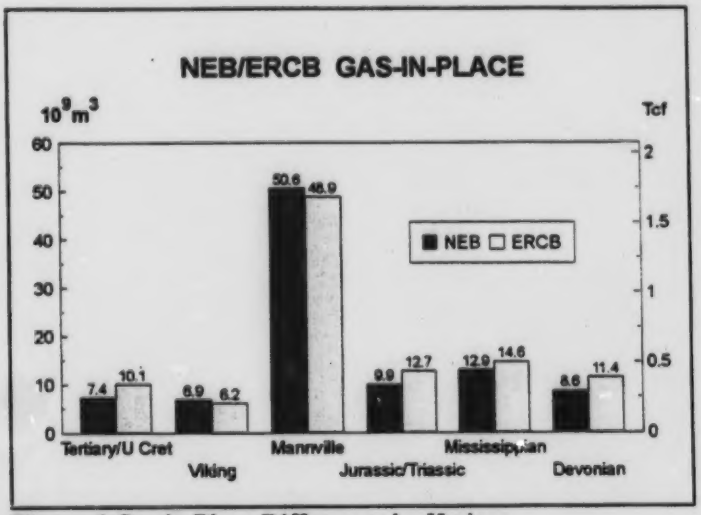


Figure 6 Gas-in-Place Differences by Horizon

A total of 885 pools with differences of 10 percent or more in GIP volumes between this study and the data base were examined. Reservoir factors for all horizons showed good general correlation with those of the data base with the exception of the Devonian. The differences were recorded as a ratio of NEB/ERCB values and are presented in Table 3-2

Table 3-2
Comparison of NEB/ERCB Ratios on a Zonal Basis

Zone	Pay	Area	Porosity	Gas Saturation
U. Cretaceous	1.00	1.10	1.01	0.86
Viking	1.03	1.13	1.02	0.89
Mannville	1.12	1.19	1.04	1.01
Jur-Triassic	1.03	1.30	1.03	1.00
Mississippian	0.98	1.14	1.12	1.05
Devonian	1.00	0.76	1.50	0.98

The recovery factor analysis entailed a review of DST and AOF results, gas-water contacts, completion intervals, area and shape of each pool and history of analogous pools. The data base was utilized for reservoir temperature, gas compressibility, gas composition (H_2S and CO_2 content) and gross heating value were used unless there appeared to be a discrepancy. Recovery factors, estimated for the 1 466 pools, resulted in an average recovery factor of 63 percent compared to 74 percent for the data base.

A shrinkage factor was selected consistent with the pool gas composition. The average shrinkage factor determined from the study was 10.9 percent as compared 10.3 percent from the data base.

In most cases AOF summaries were obtained directly from the ERCB AOF data base. As the study progressed, there was strong evidence that these values did not support our geological observations and a detailed review of AOF reports utilizing original data was necessary. Although a detailed AOF analysis should be conducted on all pools where the data is available, this process is time consuming and beyond the scope of this study. Accordingly, only 160 pools with complete AOF data were selected for detailed review. Pools were chosen in an effort to obtain a fair representation of all fields and formations inside the study area. Any notable problems such as high water gas ratios, unstabilized flow, low permeability or depletion were recorded and recovery factors adjusted as necessary. This reduced the IMR by 28 percent for the 160 pools studied for this review. Some formations, including the Belly River, Viking and horizons deeper than the Mannville, had greater reserves reduction as compared to data base values.

3.3 Deliverability

The revised IMR were used in the NEB deliverability model, SYSDEL, to estimate a deliverability forecast for each pool. The critical properties, CO_2 and H_2S content, perforation depth, recovery factor, shrinkage factor, tubing diameter, initial pressure, initial temperature, specific gravity, gross heating value, AOF results, rate of take and number of wells for each pool were input variables for the deliverability model. Pools which were likely candidates for commingling were combined for the deliverability forecast. The forecast generated by SYSDEL was then used in the cost and economic analyses. The average initial deliverability rate for the 1 466 pools was 27.5 10^3m^3/day (976 Mcf/d).

For pools with IMR of 56 10^6m^3 (2.0 Bcf) or greater, a rate of take of 1:3500 was used. For smaller pools, generally a faster rate of take was selected. Exceptions were isolated sour gas pools where the amount of H_2S which may be flared is restricted. In these cases, the rate of take was adjusted to keep emissions within ERCB guidelines.

3.4 Capital and Operating Costs

This portion of the study estimated capital and operating costs and by-product yields for the pools remaining for detailed analysis.

To determine the most appropriate tie-in scheme for each of the pools, the following assumptions were made:

- access to, and capacity of existing facilities including gathering lines, gas plants and pipelines were not considered a constraint;
- ownership of wells, land, gathering lines and gas plants was not considered; and
- regulatory approval and permits for sweet and sour gathering lines, wellsite facilities and gas plants would be granted.

Pipeline maps showing sweet gas lines, sour gas lines, gas plants, well locations and surface obstacles were examined to determine the most suitable tie-in plan. Gas composition, the local infrastructure, and the proximity to other gas pools were also considered. Some pools, in remote locations, were

evaluated as part of a network of wells rather than individually and others were commingled. Once the tie-in scheme was determined, capital and operating costs were estimated.

Capital costs were split into five components - drilling, completion, abandonment, gathering and plant. Costs for these components were determined for each pool. Drilling included the costs for drilling and completion of new infill or replacement wells, as required, although most pools required no additional drilling. Completions consisted of the costs incurred to complete capped gas wells or to re-complete suspended or shut-in gas wells. Abandonment costs had two cost categories, well abandonment and zone abandonment and varied according to depth. Gathering costs were divided into two parts, flowline and wellsite facilities. The flowline costs were estimated as a function of length, gas composition, pipe diameter and terrain. Wellsite facilities costs varied depending on wellsite equipment required. Equipment could include dehydration units, separators, line heaters, amine units, compressors and metering stations. A survey of Alberta gas processing equipment vendors along with published industry data was used to estimate wellsite facilities costs. Plant capital costs were gauged as a function of plant type and size. However, most pools did not require the construction of new gas plants as they were situated near existing facilities.

Operating costs were divided into three components - fixed well, variable well and gas plant processing costs. Fixed well operating costs, a function of the ERCB area, averaged $1 373 per month. Variable well operating costs are dependent on the level of production and averaged $\$1.94/10^3m^3$ ($0.055/Mcf). Gas processing costs were the actual processing fees at the gas plant to which the pool will be connected. A survey of all gas plant operators within the study area was conducted to obtain current processing fees. A detailed breakdown of capital costs by area is presented in Appendix III.

3.5 Pool Performance Assessment

It became apparent in the review of unconnected gas pools, and in our consultations with industry, that many volumetric estimates are often overstated when taking into account eventual pool performance. To address this issue, a review of pools within the study area that were placed on production from 1990 to 1993 was conducted. Initial marketable reserves for these pools were determined mainly by extrapolation of production performance curves. Initially all pools within the study area that produced gas were selected, and screened to eliminate oil pools, commingled pools, and pools with no decline trend or limited history. The performance of each of the remaining 284 pools was studied using two techniques, rate versus cumulative production plots and a material balance analysis, if pressures were available.

The IMR determined from pool performance were compared to the original data base volumetric reserves.

Results of the pool performance study (Table 3-3) indicated an overall reduction in the volumetric IMR of 32 percent. The reserves reduction was only eight percent for multi-well pools versus 40 percent for single well pools.

Overall the results of the AOF and pool performance studies were similar and indicated a reduction in IMR of 28 and 32 percent respectively. Care should be taken in scaling up these results due to the small sample size selected for both these studies.

Table 3-3
Pool Performance Assessment

GAS POOLS ON PRODUCTION 1990-93*

Geological Interval	Reduction Factor for Volumetric Estimate	Performance Based IMR 10^6m^3 (Bcf)	Average Pool Size 10^3m^3	Number of Pools
Upper Cretaceous	0.54	1 111 (39.4)	39 667	28
Viking	0.39	987 (35.0)	31 827	31
Mannville	0.22	8 215 (291.6)	44 542	172
Jurassic - Triassic	0.38	778 (27.6)	45 768	18
Mississippian	0.67	1 082 (38.4)	63 666	18
Devonian	0.25	2 259 (80.2)	132 859	17
	0.32 (average)			284

* includes 46 multi well pools

3.6 Economic Analysis

The detailed economic evaluation was limited to 466 projects encompassing some 531 pools. These projects were randomly selected from all five ERCB areas contained in the study area (Figure 4). The selected sample was statistically significant as it represented over one third of all pools (531 of 1 466) and associated marketable gas reserves (19.6 out of 54.0 10^9m^3, or 0.7 out of 1.9 Tcf).

The analysis of the pool size distribution indicated that pools with IMR of less than 100 10^6m^3 (3.5 Bcf) dominate the sample (Figure 7). Most of these pools contain sweet gas and half contain natural gas liquids.

Private supply costs estimated for individual pools

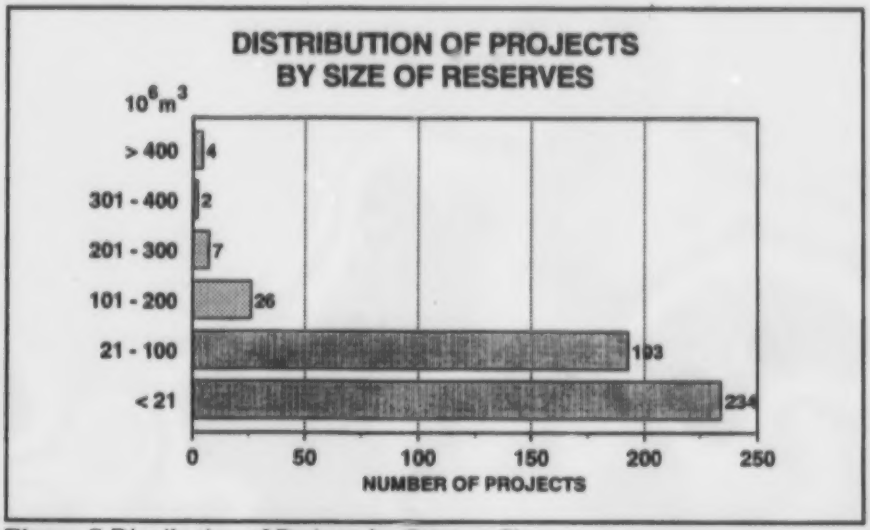


Figure 7 Distribution of Projects by Reserve Size

ranged from $0.60/GJ to $5.00/GJ. However, most pools have costs lower than $2.00/GJ. This is clearly illustrated in Figure 8 which plots supply costs against corresponding cumulative marketable reserves. The "supply cost curve" for the economic subset indicates that, at the price level of $2.00/GJ, about 18.4 $10^9 m^3$ (653 Bcf) of IMR, or 94 percent of the estimated total of 19.6 $10^9 m^3$ (696 Bcf), can be economically connected.

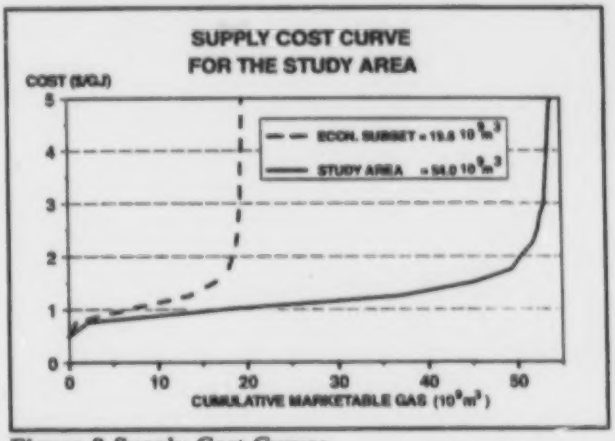


Figure 8 Supply Cost Curves

Further analysis entailed examining regional variations in average gas reserves and capital and operating costs per pool. Average IMR are around 28 $10^6 m^3$ (1.0 Bcf) for all areas examined (Figure 9) excepting Area 2 where pools average about 67 $10^6 m^3$ (2.4 Bcf). Regional disparities in average capital cost are more pronounced, ranging from $265 000 for Area 3 to $710 000 for Area 7. The largest and the most variable component of the capital costs is clearly the tie-in cost which ranged from $143 000 to $567 000 for the two areas respectively.

Areas 3 and 5 were similar in terms of typical capital and operating costs and gas reserves and were treated as one "template" for the purpose of sensitivity analyses. The other three areas are distinctively different and were therefore treated separately. These templates can be characterized as follows:

- area 2 (west central) - moderate costs and high reserves;
- areas 3 and 5 (central) - low costs and low reserves;
- area 6 (northeast) - moderate costs and low reserves; and
- area 7 (northwest) - high costs and low reserves.

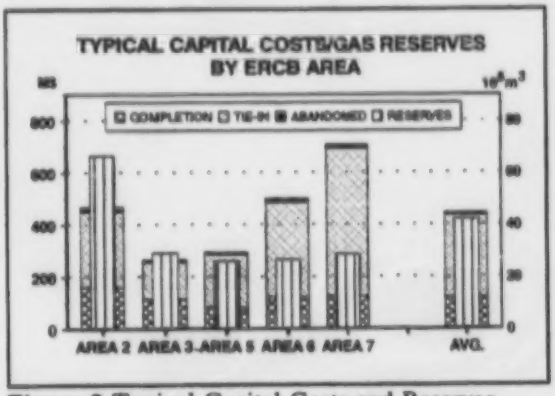


Figure 9 Typical Capital Costs and Reserves

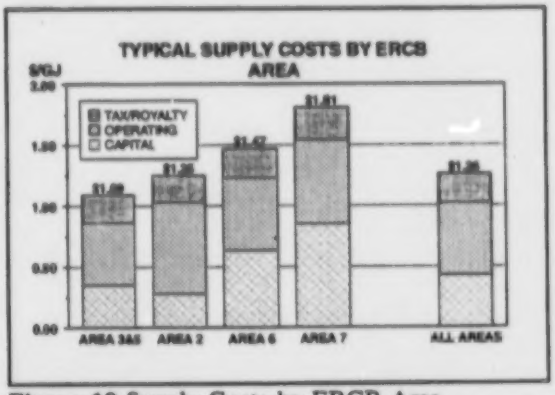


Figure 10 Supply Costs by ERCB Area

The supply costs for typical pools in each "template" ranged from $1.09/GJ for areas 3 and 5 to $1.81/GJ for area 7, and averaged about $1.26/GJ for all areas (Figure 10). Based on these estimates,

areas 3 and 5 were the most attractive, while area 7 was the least due to the combination of low reserves per pool and high capital costs. This suggests a separate study for unconnected pools in northern Alberta should be conducted.

For each template, the sensitivity analyses examined the relative impacts of such major economic parameters as gas reserves, liquids, production profiles and various cost components on the discounted cash flows. The results revealed that gas reserves were by far the most critical factor for all template areas, followed by the capital costs (particularly the tie-in and completion components).

The study then focussed on establishing a correlation between the two key variables, gas reserves and capital costs, to assess the economic viability of the remaining pools in the study area without having to model individual cases. For each template, required reserves were calculated to cover the minimum, average and maximum levels of capital costs at the $2.00/GJ price, while keeping all other variables constant at the average levels. These "break-even" IMR ranged from 2 10^6m^3 (0.07 Bcf) for pools with the lowest capital costs to as much as 172 10^6m^3 (6.1 Bcf) for one pool in area 7.

When the break-even reserves were plotted against the corresponding capital costs for each of the templates, a very strong linear correlation was established (Figure 11). The correlation indicated that for each $1 million of capital expenditure, projects require an average of 30 10^6m^3 (1.1 Bcf) of gas to break even. This 1:30 ratio was then used to assess which of the remaining pools are economically viable at $2.00/GJ. As the portion of economic reserves out of the "Additional Reserves Revisions" was similar to that for the detailed economic evaluation, the supply cost curve previously obtained was extrapolated into the entire study area (Figure 8).

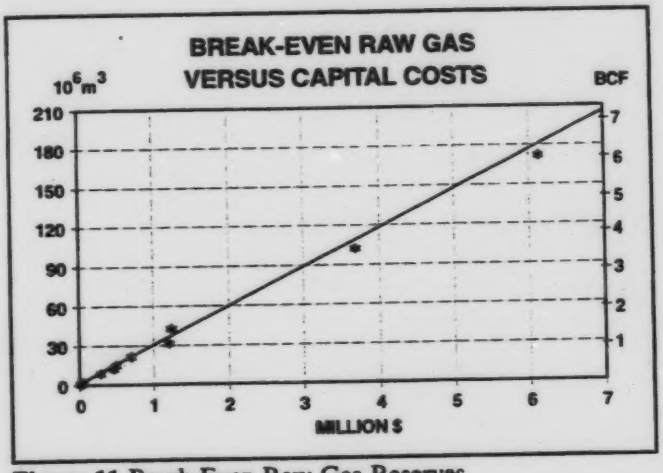


Figure 11 Break-Even Raw Gas Reserves

The economic analysis demonstrated that concerns about the economic viability of small unconnected gas pools in central Alberta are largely unfounded as only four percent of "Reserves remaining for further study", estimated at 3.8 10^9m^3 (0.1 Tcf), are not economically viable at the gas price of $2.00/GJ, a level close to recently prevailing gas prices (Table 3-1).

Some assumptions underlying these results are subject to uncertainty. These assumptions include good integrity of all existing wells; availability of pipeline and gas processing capacity when needed and the development of pool networks unimpeded by the ownership structure. If these simplifying assumptions were changed, the economic reserves could decline.

3.7 Conclusions

1. Twenty-six percent of the unconnected gas pools in this study do not have reserves. This lowered assigned IMR by 24.8 percent.

2. Based on the 1 466 pools that were assigned reserves, there was a further 16.3 percent reduction in IMR - 7.7 percent due to geological review and 8.6 percent resulting from changes to recovery factor.

3. Economics did not greatly impact the adjusted reserves available for connection, as the reduction in reserves was only four percent.

4. The detailed pool by pool approach provides greater confidence in results and conclusions. Factors such as recovery factor adjustments or zero reserves from geological analysis may have been overlooked in a higher level study.

5. **Total unconnected IMR in the study area were reduced by 46 percent. This reduction may in fact be greater given the results from the AOF and pool performance studies.**

3.8 Implications

1. While scaling up results of the study to the remainder of the WCSB is not suggested, there are direct implications to the potential deliverability available from unconnected gas pools. In the latest NGMA, Alberta is to connect 200 $10^9 m^3$ (7.1 Tcf) of unconnected reserves by 1996 to balance gas supply/demand. These results suggests a greater reliance on discovery of additional gas reserves to achieve an overall balance.

2. The detailed analysis of AOF test data often revealed pools which will experience early depletion or low recovery due to poor permeability or water production problems. Expanding this type of review to all pools in the study area may reveal other pools with similar problems and could result in an overall reserves reduction greater than 46 percent.

3. The conclusions of the analyses suggest that the unconnected gas reserves estimate is reduced primarily through technical considerations. Therefore, the reserve reduction is permanent and not likely to change with improved economic conditions.

3.9 Recommendations

1. The common reserves data base with the ERCB should be updated to reflect the changes to reserves in this study.

2. Given the unique characteristics of each area and the difficulty in generalizing the data for the entire basin, care should be taken in making judgements on the actual reserves estimate that should be assigned to the unconnected reserve. Accordingly, areas such as northeastern British Columbia, southeast and northern Alberta should be studied in future phases. The NEB is currently considering the merits of further studies.

Pool Listing

APPENDIX I - POOL LISTING

LARGE POOL STUDY

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
ANSELL	178005		CARDIUM
ANTLER	244098		BL
BASING	630098		TV
BERLAND RIVER	720098		LEDUC
BONANZA	608098		KISK
CAROLINE	610098		ELKTON
CAROLINE	720098		LEDUC
CAROLINE	744098		SWAN H
CECILIA	698001		NISK A
CHERPETA	698098		NISK A
CHINOOK RIDGE	268098		NOTIK
CHINOOK RIDGE	232098		CDOT
CORDEL	610098		TV
EAGLESHAM	658098		WAB
ELMWORTH	304098		BLSKY
ESTHER	218001		VIK A
FIR	328001		GETHING A
FIR	720003		D-3C
GARRINGTON	720098		LEDUC
GLADYS	658001		WAB
GOLD CREEK	304001		BLSKY
GOLD CREEK	658098		WAB
HAMBURG	758098		SLAVE PT
HARLEY	720098		LEDUC
HERRONTON	630002		TV
HOTCHKISS	778098		GILWOOD
HUSSAR	300061		GLAUC JJK2K
JUMPING P. WEST	610098		TV
KARR	232001		CADOTTE A
KAYBOB S.	680098		BLUERIDGE
LEAMAN	444002		NORDEGG B
LOVETT R.	610001		RUNDLE A
MANIR	658098		WAB
MARTEN HILLS	658003		WAB C
MCLEOD	670098		WINT
MEDICINE R.	642098		PEK
MINEHEAD	744098		SWAN H LK
NEVIS	311580		BLA &LMJ
OLDMAN	500001		TRI A
PECO	445002		JUR B
PINCHER CREEK	610098		RUND
POUCE COUPE S	524098		HFWY
PROGRESS	556001		BELL A
PROGRESS	556002		BELL B
RAM	630098		TV
RICINUS	720098		LEDUC
SHEKILIE	788098		KR
STRACHAN	720098		LEDUC D
SUTTON	328098		GETH
SYLVAN LK	640002		SHUND B
TOWER CK	328098		GETH
VALHALLA	516001		HFWY A
WAPITI	348098		CADM
WAPITI	408098		NIK A
WATERTON	610098		RUND
WATERTON	658098		WAB
WILD RIVER	698001		NIS A
WILD RIVER	720098		LED

CENTRAL ALBERTA STUDY GAS POOLS

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
ACME	126098	5	BSL BR
ACME	126098	15	BR
ACME	126098	10	BSL BR
ACME	642098	10	PEK
AKUINU	312098	5	OST SS
AKUINU	328098	10	MCMY
AKUINU	328098	5	MCMY
AKUINU	310098	10	L MANN
AKUINU	262098	15	GRD RP
AKUINU	310098	5	L MANN
ALCOMDLE	336098	3	ELRS
ALDER	126098	5	BSL BR
ALEXANDR	658098	5	WAB
ALEXANDR	334098	901	BSL QTZ
ALEXANDR	334098	15	ELRS
ALEXANDR	126098	10	BR
ALEXANDR	126098	5	BR
ALEXANDR	658098	16	WAB
ALEXIS	644098	15	BNFF
ALEXIS	218098	10	VIK SS
ALEXIS	218098	5	VIK SS
ALEXIS	300001	0	GLC A
ALST	334098	5	ELRS
ANSELL	638098	10	ELTN
ANSELL	638098	17	ELTN
ANSELL	638098	20	ELTN
ANSELL	638098	25	ELTN
ANSELL	176004	0	CARD D
ANSELL	176098	10	CARD SD
ANSELL	266098	12	MTN PK

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
ANSELL	334098	16	BSL QTZ
ANSELL	218098	3	VIK SS
ANSELL	610098	1	RUND
ANTE CRK	192098	20	DUNV
ANTE CRK	192098	5	DUNV
ANTE CRK	192098	8	DUNV
ANTE CRK	444001	0	NORD A
ANTE CRK	192098	15	DUNV
ANTECK N	228098	15	PR
ANTECK N	264098	1	SPRT R
ANTECK N	326098	5	GETH
ANTECK N	326098	10	GETH
ANTECK N	348098	5	CADM
ANTECK N	228098	5	PR
ANTECK N	500098	5	TRIA SYS
ANTECK N	228098	10	PR
ANTHONY	232098	5	CDOT
ANTHONY	228098	5	PR
ARVILLA	126098	5	BR
ARVILLA	658098	10	WAB
ARVILLA	310098	5	OST
ARVILLA	126098	15	BR
ATHBASCA	262098	10	GRD RP
ATHBASCA	250098	20	CLWT SD
ATHBASCA	250098	15	U MANN
ATHBASCA	310098	5	L MANN
BARRHEAD	126098	901	BSL BR
BARRHEAD	248098	5	MANN
BARRHEAD	250098	15	GLC SS
BARRHEAD	300001	0	GLC A
BARRHEAD	644098	5	BNFF
BARRHEAD	218098	15	VIK SS
BARRHEAD	610098	4	BNFF
BARRHEAD	644098	15	BNFF
BARRHEAD	334098	10	BSL QTZ
BARRHEAD	126098	5	BR
BARRHEAD	300098	5	GLC SS
BARRHEAD	248098	6	MANN
BASELINE	248098	5	U MANN
BELLOY	658098	901	U WAB
BELLOY	658098	18	WAB
BERWYN	304098	1	BLSK
BESSIE	326098	5	GETH
BIG BEND	250098	10	GLC SS
BIG BEND	262042	0	GRD RP PP
BIG BEND	262098	123	GRD RP
BIG BEND	262098	253	GRD RP
BIG BEND	316001	0	OST A
BIG BEND	316098	5	L MANN
BIG BEND	316098	22	OST
BIG BEND	328098	75	ELRS
BIG BEND	262098	70	GRD RP
BIG BEND	262098	140	GRD RP
BIG BEND	328012	0	MCMY L
BIG BEND	328098	20	MCMY
BIG BEND	248098	5	MANN
BIG BEND	262098	185	GRD RP
BIG BEND	316098	901	OST
BIG BEND	328098	204	MCMY
BIG BEND	310098	4	ELRS
BIG BEND	328098	90	MCMY
BIG BEND	218098	10	VIK SS
BIG BEND	218098	23	VIK SS
BIG BEND	250098	1	CLNY
BIG BEND	256098	2	CLNY
BIG BEND	262098	128	GRD RP
BIG BEND	262098	252	CLNY
BIG BEND	262098	258	GRD RP
BIG BEND	328052	0	MCMY ZZ
BIG BEND	328098	83	ELRS
BIG BEND	328098	84	ELRS
BIG BEND	328098	196	MCMY
BIG BEND	328098	205	MCMY
BIG BEND	658098	20	WAB
BIG BEND	250098	3	U MANN
BIG BEND	250098	15	GRD RP
BIG BEND	262098	8	GRD RP
BIG BEND	262098	901	U GRD RPDS C
BIG BEND	310098	7	ELRS
BIG BEND	328098	29	MCMY
BIG BEND	328098	35	MCMY
BIG BEND	328098	194	MCMY
BIG BEND	218098	3	VIK SS
BIG BEND	262098	24	GRD RP
BIG BEND	262098	250	GRD RP
BIG BEND	262098	902	L GRD RPDS C
BIG BEND	262098	903	L GRD RPDS D
BIG BEND	316098	21	OST
BIG BEND	328098	191	MCMY
BIG BEND	328098	192	MCMY
BIG BEND	248098	25	U MANN
BIG BEND	218002	0	VIK B
BIG BEND	248098	15	MANN
BIG BEND	248098	20	MANN
BIG BEND	250098	5	U MANN
BIG BEND	250098	7	U MANN

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
BIG BEND	262098	23	GRD RP
BIG BEND	262098	25	GRD RP
BIG BEND	262098	95	GRD RP
BIG BEND	262098	120	GRD RP
BIG BEND	262098	180	GRD RP
BIG BEND	328098	30	MCMY
BIG BEND	328098	161	MCMY
BIG BEND	658003	0	WAB C
BIG BEND	328098	150	DETR
BIG BEND	316098	7	OST SS
BIG BEND	262098	63	GRD RP
BIG BEND	262098	65	L GRD RP
BIG BEND	262098	251	GRD RP
BIG BEND	328098	26	MCMY
BIG BEND	328098	206	ELRS
BIG BEND	328098	208	MCMY
BIG BEND	328098	27	MCMY
BIG BEND	310098	10	ELRS
BIG BEND	218098	15	VIK SS
BIG BEND	250098	13	U MANN
BIG BEND	262098	135	U MANN
BIG BEND	262098	136	GRD RP
BIG BEND	262098	175	GRD RP
BIG BEND	316098	10	L MANN
BIG BEND	328011	0	MCMY K
BIG BEND	328098	15	MCMY
BIG BEND	328098	160	MCMY
BIG BEND	328098	210	MCMY
BIG BEND	300098	901	GLAU
BIG BEND	262098	105	GRD RP
BIG BEND	262098	260	GRD RP
BIG BEND	248098	10	MANN
BIG BEND	250098	2	U MANN
BIG BEND	250098	4	GLC SS
BIG BEND	250098	9	U MANN
BIG BEND	262098	30	GRD RP
BIG BEND	262098	60	GRD RP
BIG BEND	262098	115	GRD RP
BIG BEND	328098	45	MCMY
BIG BEND	262098	10	GRD RP
BIG BEND	310098	6	ELRS
BIG BEND	262098	190	GRD RP
BIG BEND	262098	138	GRD RP
BIG BEND	262045	0	GRD RP
BIG BEND	262098	27	GRD RP
BIG BEND	328098	28	MCMY
BIG BEND	250098	6	U MANN
BIG BEND	306098	2	WBSK
BIG BEND	262098	254	GRD RP
BIG BEND	256098	3	CLNY
BIG BEND	262044	0	GRD RP RR
BIG BEND	262098	170	GRD RP
BIG BEND	328098	162	MCMY
BIG BEND	328098	171	MCMY
BIG BEND	310098	3	ELRS
BIG BEND	328098	95	MCMY
BIG BEND	658098	5	WAB
BIG BEND	218099		VIK SS
BIG COUL	262098	42	GRD RP
BIG COUL	262098	41	GRD RP
BIG COUL	262015	0	GRD RP O
BIG COUL	262098	54	GRD RP
BIG COUL	310098	1	ELRS
BIG COUL	262098	40	GRD RP
BIG COUL	262098	45	GRD RP
BIG COUL	262098	15	GRD RP
BIG COUL	336098	5	ELRS
BIG COUL	336098	10	ELRS
BIG COUL	262098	44	GRD RP
BIG COUL	262003	0	GRD RP C
BIG COUL	262098	30	GRD RP
BIG COUL	262098	20	GRD RP
BIG COUL	262002	0	GRD RP B
BIG COUL	262098	50	CLNY
BIG COUL	262098	43	GRD RP
BIG COUL	262098	52	CLNY
BIGORAY	300098	6	GLC SS
BIGORAY	300098	8	GLC SS
BIGORAY	300098	15	GLC SS
BIGORAY	300098	20	GLC SS
BIGORAY	312098	5	OST
BIGORAY	336098	25	ELRS
BIGORAY	432098	5	RK CK
BIGORAY	444098	10	NORD
BIGORAY	644098	5	BNFF
BIGORAY	300003	0	GLC C
BIGORAY	300098	10	GLC SS
BIGORAY	336010	0	ELRS J
BIGORAY	432002	0	RK CK B
BIGORAY	310098	7	L MANN
BIGORAY	336098	15	ELRS
BIGORAY	126098	15	BR
BIGORAY	444098	7	NORD
BIGORAY	642098	5	PEK
BIGORAY	444098	17	NORD
BIGORAY	642098	3	PEK

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
BIGORAY	336098	27	ELRS
BIGORAY	126098	5	BR
BIGORAY	126098	10	BR
BIGORAY	310098	20	OST SS
BIGORAY	310098	15	OST SS
BIGORAY	106098	5	EDM
BIGORAY	336098	30	ELRS
BIGORAY	126098	16	BR
BIGORAY	312098	10	OST
BIGORAY	444001	0	NORD A
BIGORAY	444098	20	NORD
BIGORAY	312003	0	OST C
BIGORAY	312098	13	OST
BIGORAY	250098	5	U MANN
BIGORAY	642005	0	PEK E
BIGORAY	642098	10	PEK
BIGORAY	64098	10	PASK
BIGSTONE	658001	0	WAB A
BIGSTONE	720098	5	LED
BIGSTONE	326098	2	GETH
BIGSTONE	326001	0	GETH A
BIGSTONE	192098	5	DUNV
BLUERDGE	642098	3	PEK
BLUERDGE	642098	10	PEK
BLUERDGE	680098	5	BLUE
BLUERDGE	446098	11	NORD
BLUERDGE	444098	2	NORD
BLUERDGE	642098	5	PEK
BOGGY	218098	5	VIK SS
BOLLOQUE	250098	30	WBSK
BOLLOQUE	336098	5	ELRS
BOLLOQUE	250098	37	MANN
BOLLOQUE	250098	38	MANN
BOLLOQUE	250098	5	WBSK
BOLLOQUE	250098	10	GRD RP
BOLLOQUE	250098	13	GRD RP
BOLLOQUE	250009	0	U MANN I
BOLLOQUE	250015	0	U MANN O
BOLLOQUE	250016	0	U MANN P
BOLLOQUE	250017	0	U MANN Q
BOLLOQUE	250018	0	U MANN R
BOLLOQUE	250019	0	U MANN S
BOLLOQUE	250098	39	MANN
BOLLOQUE	250098	40	CLNY
BOLLOQUE	250098	41	CLNY
BOLLOQUE	300098	901	GLAU
BOLLOQUE	336098	3	ELRS
BOLLOQUE	336098	901	BSL QTZ
BOLLOQUE	336098	902	U BSL QTZ
BOLLOQUE	218098	10	VIK SS
BOLLOQUE	218098	11	VIK SS
BOLLOQUE	250098	4	U MANN
BOLLOQUE	250098	20	U MANN
BOLLOQUE	218098	12	VIK SS
BOLLOQUE	248098	5	MANN
BOLLOQUE	310098	5	MCMY
BOLLOQUE	658098	10	WAB
BOLLOQUE	218098	5	VIK SS
BOLLOQUE	250098	8	GRD RP
BOLLOQUE	262098	1	GRD RP
BOLLOQUE	310098	2	ELRS
BOLLOQUE	248098	14	MANN
BOLLOQUE	248098	18	MANN
BOLLOQUE	310098	10	ELRS
BOLLOQUE	310098	20	ELRS
BOLLOQUE	248098	10	MANN
BOLLOQUE	310098	30	ELRS
BOLLOQUE	248098	15	MANN
BOLLOQUE	250098	7	U MANN
BOLLOQUE	310098	25	ELRS
BOLLOQUE	310098	35	ELRS
BOLLOQUE	250098	3	U MANN
BOLLOQUE	250098	35	GLC SS
BOLLOQUE	310098	15	ELRS
BOLLOQUE	250098	36	MANN
BOUVIER	262098	5	GRD RP
BOUVIER	262098	15	GRD RP
BOUVIER	262098	25	GRD RP
BOUVIER	328098	10	MCMY
BOUVIER	262098	20	GRD RP
BOUVIER	262098	3	GRD RP
BOUVIER	250098	11	GRD RP
BOUVIER	328098	5	MCMY
BOUVIER	250098	3	U MANN
BOUVIER	262098	22	GRD RP
BOWDEN	218098	5	VIK SS
BOWDEN	218098	15	VIK SS
BOWDEN	218098	10	VIK SS
BRAZ R	186001	0	2WS A
BRAZ R	218098	20	VIK SS
BRIGHT	334098	3	BSL QTZ
BRIGHT	334098	4	BSL QTZ
BRIGHT	334098	5	BSL QTZ
BRIGHT	334098	10	ELRS
BRONSON	326098	3	GETH
BRONSON	658098	10	WAB

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
BRONSON	326098	5	GETH
BROWNVLE	232098	5	CDOT
BROWNVLE	326098	5	GETH
BROWNVLE	232098	20	CDOT
BROWNVLE	326098	10	GETH
BROWNVLE	264098	5	SPRT R
BROWNVLE	230098	5	PADY
CADOTTE	612099	2	DBLT
CADOTTE	612099	3	DBLT
CADOTTE	621099	0	DBLT
CADOTTE	304098	5	BLSK
CADOTTE	305098	1	BLSK-GETH
CALAIS	326001	0	GETH A
CALAIS	348098	5	CADM
CANAL	262098	12	GRD RP
CANAL	262098	11	GRD RP
CANAL	658098	2	WAB
CARDIFF	336098	10	ELRS
CARDIFF	336098	5	L MANN
CARDIFF	336098	22	ELRS
CARDIFF	336098	23	ELRS
CARDIFF	336098	20	ELRS
CARDIFF	250098	3	U MANN
CARIBOU	642098	5	PEK
CAROLINE	218098	10	VIK SS
CAROLINE	218098	13	VIK SS
CAROLINE	300098	15	GLC SS
CAROLINE	300098	21	GLC SS
CAROLINE	320006	0	BSL MANN F
CAROLINE	320098	2	ELRS
CAROLINE	320098	13	ELRS
CAROLINE	336098	15	ELRS
CAROLINE	432098	5	RK CK
CAROLINE	432098	901	RK CK
CAROLINE	638098	5	ELTN
CAROLINE	300098	20	GLC SS
CAROLINE	300098	3	GLC SS
CAROLINE	300098	0	GLC G
CAROLINE	300098	8	GLC SS
CAROLINE	320098	14	ELRS
CAROLINE	320624	0	BSL MANN WWM
CAROLINE	320725	0	BSL MANN Y3Y
CAROLINE	336098	43	ELRS
CAROLINE	336098	67	ELRS
CAROLINE	610098	1	ELTN
CAROLINE	720002	0	LED B
CAROLINE	300098	5	GLC SS
CAROLINE	320098	11	ELRS
CAROLINE	336098	51	ELRS
CAROLINE	336098	64	ELRS
CAROLINE	320098	5	ELRS
CAROLINE	336098	58	ELRS
CAROLINE	320098	12	ELRS
CAROLINE	336098	38	ELRS
CAROLINE	336098	56	ELRS
CAROLINE	336098	65	ELRS
CAROLINE	336098	60	ELRS
CAROLINE	320098	3	ELRS
CAROLINE	320098	4	ELRS
CAROLINE	432098	10	RK CK
CAROLINE	310098	4	ELRS
CAROLINE	218005	0	VIK E
CAROLINE	300098	10	U MANN
CAROLINE	316098	902	OST
CAROLINE	336098	9	ELRS
CAROLINE	336098	57	ELRS
CAROLINE	336098	61	ELRS
CAROLINE	310098	5	ELRS
CAROLINE	320098	6	ELRS
CAROLINE	300098	23	GLC SS
CAROLINE	176098	10	CARD SD
CAROLINE	300098	13	GLC SS
CAROLINE	300098	22	GLC SS
CAROLINE	300098	901	GLAUC
CAROLINE	320713	0	BSL MANN M3M
CAROLINE	336098	63	ELRS
CAROLINE	432098	11	RK CK
CAROLINE	336098	5	ELRS
CAROLINE	310098	3	ELRS
CAROLINE	218098	14	VIK SS
CAROLINE	218098	7	VIK SS
CAROLINE	336098	62	ELRS
CAROLINE	336098	4	ELRS
CAROLINE	336098	50	ELRS
CAROLINE	720001	0	LED A
CAROLINE	638098	6	ELTN
CAROLINE	336098	55	ELRS
CAROLINE	336098	45	ELRS
CAROLINE	336098	32	ELRS
CAROLINE	638098	902	ELTN
CAROT CK	310098	17	BSL QTZ
CAROT CK	310098	24	ELRS
CAROT CK	310098	30	BSL QTZ
CAROT CK	400098	2	RK CK
CAROT CK	400098	7	RK CK
CAROT CK	400098	50	L MANN

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
CAROT CK	400098	901	RK CK
CAROT CK	400098	3	RK CK
CAROT CK	336098	6	ELRS
CAROT CK	432098	3	RK CK
CAROT CK	432098	4	RK CK
CAROT CK	336098	3	ELRS
CAROT CK	400098	35	RK CK
CAROT CK	310098	31	ELRS
CAROT CK	400098	1	RK CK
CAROT CK	176098	10	CARD
CAROT CK	336098	5	ELRS
CAROT CK	432098	2	RK CK
CAROT CK	400098	29	RK CK
CARSN CK	444098	1	NORD
CARSTARS	334098	5	BSL QTZ
CARSTARS	334098	10	BSL QTZ
CARSTARS	218098	10	VIK SS
CARVEL	126098	1	BR
CARVEL	126098	25	BSL BR
CARVEL	310098	1	L MANN
CARVEL	336098	5	ELRS
CARVEL	336098	6	ELRS
CARVEL	336098	7	ELRS
CARVEL	126098	10	BR
CARVEL	126098	2	BR
CARVEL	134098	2	BSL BR
CARVEL	126098	4	BR
CARVEL	126098	15	BR
CHAMBERS	250098	5	U MANN
CHAMBERS	176098	5	CARD SD
CHAMBERS	250098	5	U MANN
CHEDVLLE	218001	0	VIK A
CHERHILL	126098	5	BR
CHERHILL	126098	10	BR
CHERHILL	126098	901	BR
CHERHILL	218098	15	VIK SS
CHERHILL	300005	0	GLC E
CHERHILL	300098	901	GLAU
CHERHILL	336098	10	ELRS
CHERHILL	644098	5	NORD-BNFF
CHERHILL	644098	8	NORD-BNFF
CHERHILL	644098	9	BNFF
CHERHILL	300098	17	GLC SS
CHERHILL	300098	902	GLAU
CHERHILL	300098	15	GLC SS
CHERHILL	336098	11	ELRS
CHERHILL	444002	0	NORD B
CHERHILL	444098	30	NORD
CHERHILL	644098	15	BNFF
CHERHILL	300098	20	GLC SS
CHERHILL	218098	5	VIK SS
CHERHILL	218098	10	VIK SS
CHERHILL	218098	1	VIK SS
CHERHILL	218098	2	VIK SS
CHERHILL	300098	21	GLC SS
CHERHILL	300098	25	GLC SS
CHERHILL	300098	3	GLC SS
CHERHILL	644098	10	BNFF
CHERHILL	644098	17	NORD-BNFF
CHERHILL	300098	5	GLC SS
CHICKDEE	106098	10	EDM
CHICKDEE	756098	10	SW HL
CHICKDEE	310098	5	GETH
CHICKDEE	248098	5	MANN
CHIP LK	432001	0	RK CK A
CHIP LK	444098	5	NORD
CHIP LK	444098	10	NORD
CHISHOLM	250098	60	GLC SS
CHISHOLM	310098	16	ELRS
CHISHOLM	334098	901	BSL QTZ
CHISHOLM	248098	15	MANN
CHISHOLM	250098	61	U MANN
CHISHOLM	336098	2	ELRS
CHISHOLM	336098	3	ELRS
CHISHOLM	336098	6	ELRS
CHISHOLM	658098	10	WAB
CHISHOLM	336098	5	ELRS
CHISHOLM	250098	12	U MANN
CHISHOLM	310098	15	GLC SS
CHISHOLM	250098	5	U MANN
CHISHOLM	658098	5	WAB
CHISHOLM	250098	25	GRD RP
CINDY	658098	5	WAB
CLAIR	218098	901	VIK
CLIFFD	228098	5	PR
CLOUSTON	524098	5	MONT
CLOUSTON	326098	2	GETH
CLOVER	218098	5	VIK SS
CLOVER	305098	901	BLSK SS
CMUNK	640098	5	SHUN
CODDIN	305098	5	BLSK-GETH
CORAL	126098	5	BR
CORAL	106098	5	EDM
CORAL	126098	5	BR
CORAL	126098	10	BSL BR
CORBETT	218098	7	VIK SS

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
CORBETT	218098	30	VIK SS
CORBETT	218098	15	VIK SS
CORBETT	310098	10	DETR
CORBETT	126098	10	BR
CORBETT	310098	20	L MANN
CORNWALL	326098	5	BSL GETH
CROSSE	642098	5	PEK
CRYSTAL	126098	5	BSL BR
CRYSTAL	644098	5	BNFF
CRYSTAL	300098	5	GLC SS
CRYSTAL	126098	10	BSL BR
CRYSTAL	218098	5	VIK SS
CULP	236098	5	GETH
CULP	304098	1	BLSK-GETH
CULP	612002	0	DBLT B
CULP	612098	19	DBLT
CULP	658006	0	WAB F
CULP	612001	0	DBLT A
CULP	612003	0	DBLT C
CULP	658005	0	WAB E
CULP	658009	0	WAB I
CULP	658098	15	WAB
CULP	658098	11	WAB
CULP	232098	1	CDOT
CULP	612098	2	DBLT
CULP	658098	10	WAB
CULP	638098	4	ELTN
CULP	658098	14	WAB
CULP	658098	13	WAB
CYN-PEM	336098	12	ELRS
CYN-PEM	336098	10	ELRS
CYN-PEM	432098	3	RK CK
CYN-PEM	432098	901	RK CK
CYN-PEM	432018	0	RK CK R
CYN-PEM	126001	0	BR A
CYN-PEM	316098	901	OST
CYN-PEM	432098	2	RK CK
CYN-PEM	336098	7	ELRS
CYN-PEM	432098	27	RK CK
CYN-PEM	432098	7	RK CK
CYN-PEM	432098	8	RK CK
DAPP	310098	6	ELRS
DAPP	310098	5	L MANN
DARWELL	126098	5	BSL BR
DAVEY	106098	5	EDM
DAVEY	126003	0	BR C
DAVEY	126098	35	BR
DAVEY	334098	10	BSL QTZ
DAVEY	126007	0	12-21-34-28W4
DAVEY	126098	25	BSL BR
DAVEY	126098	40	BSL BR
DAVEY	336098	5	ELRS
DAVEY	126098	10	BR
DAVEY	126098	15	BR
DAVEY	126098	33	BR
DAVEY	126002	0	BR B
DAVEY	126098	4	BSL BR
DAWN	230098	1	PADY
DAWN	348098	901	CADM
DAWSON	304098	25	BLSK
DAWSON	304098	901	BLSK
DAWSON	326098	10	GETH
DAWSON	326098	5	GETH
DECRENE	248098	11	U MANN
DECRENE	250005	0	U MANN E
DECRENE	328002	0	MCMY B
DECRENE	248098	8	U MANN
DECRENE	248098	9	U MANN
DECRENE	248098	14	U MANN
DECRENE	248098	10	U MANN
DECRENE	328098	15	L MANN
DECRENE	248098	15	MANN
DECRENE	328098	10	MCMY
DECRENE	328098	20	MCMY
DECRENE	300098	1	GLC SS
DECRENE	248098	13	U MANN
DECRENE	328098	5	MCMY
DECRENE	248098	4	U MANN
DECRENE	248098	3	CLNY
DECRENE	658098	5	WAB
DEVIL	218098	5	VIK SS
DIXONVLE	304098	5	BLSK
DIXONVLE	326098	5	GETH
DIXONVLE	326098	901	GETH
DORIS	218098	5	VIK SS
DOUCETTE	218098	901	VIK
DOUCETTE	234098	5	PEU
DOUCETTE	306001	0	WBSK A
DOUCETTE	250098	20	GRD RP
DOUCETTE	250098	7	CLWT SD
DOUCETTE	250098	5	U MANN
DOUCETTE	250098	10	U MANN
DOUCETTE	250098	15	GRD RP
DOUCETTE	262098	2	GRD RP
DRIFT	218098	5	VIK SS
DRIFT	304098	5	BLSK

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
DSMARAIS	306098	5	WBSK
DSMARAIS	306098	8	WBSK
DSMARAIS	306098	6	WBSK
DSMARAIS	306098	7	WBSK
EAGLESHM	658005	0	D-1 E
EAGLESHM	266098	6	NOTI
EAGLESHM	612001	0	DBLT A
EAGLESHM	500098	5	TRIA SYS
EAGLESHM	612098	15	DBLT
EAGLESHM	304098	5	BLSK
EAGLESHM	556098	22	BELL
EAGLESHM	612003	0	DBLT C
EAGLESHM	230098	5	CDOT
EAGLESHM	606098	5	KISK
EAGLESHM	326098	1	GETH
EAGLESHM	556098	20	BELL
EAGLESHM	266098	5	NOTI
EAGLESHM	658098	12	WAB
EAGLESHM	658006	0	D-1 F
EAGLESHM	658098	5	WAB
EAGLESHM	658098	7	WAB
EAGLESHN	658013	0	D-1 M
EAGLESHN	644098	1	BNFF
EAGLESHN	326098	6	GETH
EDSON	176098	13	CARD SD
EDSON	186098	5	2WS
EDSON	310098	5	L MANN
EDSON	348098	20	CADM
EDSON	218098	10	VIK SS
EDSON	640098	5	SHUN
EDSON	304004	0	BLSK D
EDSON	304098	16	BLSK
EDSON	432001	0	RK CK A
EDSON	176060	0	CARD XX
EDSON	176303	0	CARD CCC
EDSON	176098	5	CARD SD
EDSON	326098	5	GETH
EDSON	326098	10	BLSK
EDSON	326098	25	GETH
EDSON	644098	15	SHUN
EDSON	640098	1	SHUN
EDSON	176098	7	CARD
EDSON	304005	0	BLSK E
EDSON	218098	5	VIK SS
EDSON	304098	10	BLSK
EDSON	304098	901	BLSK
EDSON	432098	15	NORD
EDSON	326098	15	GETH
EDSON	304098	5	BLSK
EDSON	250098	10	U MANN
EDSON	638098	7	ELTN
EDSON	348098	10	CADM
EDSON	432098	16	RK CK
EDSON	638098	5	ELTN
EDSON	638098	4	ELTN
EVANSB	218098	1	VIK SS
EVI	306098	5	BLSK
FERRIER	638098	5	ELTN
FERRIER	126098	31	BSL BR
FERRIER	176098	17	CARD SD
FERRIER	218098	30	VIK SS
FERRIER	300001	0	GLC A
FERRIER	300098	10	GLC SS
FERRIER	334098	902	BSL QTZ
FERRIER	334098	903	BSL QTZ
FERRIER	336098	5	ELRS
FERRIER	336098	10	ELRS
FERRIER	336260	1	ELRS A
FERRIER	640098	5	SHUN
FERRIER	640098	20	SHUN
FERRIER	640098	10	SHUN
FERRIER	176098	3	CARD SD
FERRIER	640098	15	SHUN
FERRIER	640098	16	SHUN
FERRIER	176043	0	CARD QQ
FERRIER	176044	0	CARD RR
FERRIER	638098	5	ELTN
FERRIER	640005	0	SHUN E
FERRIER	644098	5	BNFF
FERRIER	300098	20	GLC SS
FERRIER	218098	15	VIK SS
FERRIER	176098	20	CARD SD
FERRIER	638098	16	ELTN
FERRIER	176098	18	CARD SD
FERRIER	106098	5	EDM
FERRIER	218098	32	VIK SS
FERRIER	176098	901	CARD SD
FERRIER	640098	26	SHUN
FERRIER	336098	3	ELRS
FERRIER	336260	2	R CKC
FERRIER	126098	5	BR
FERRIER	336098	7	ELRS
FERRIER	300098	3	GLC SS
FERRIER	300098	4	GLC SS
FERRIER	336098	901	OST
FERRIER	176098	23	CARD SD

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
FERRIER	638098	15	ELTN
FERRIER	300098	5	GLC SS
FERRIER	432098	5	RK CK
FERRIER	642098	10	PEK
FERRIER	336098	2	ELRS
FERRIER	638098	17	ELTN
FERRIER	300098	15	GLC SS
FERRIER	300098	2	GLC SS
FERRIER	720098	1	LED
FERRYBNK	250098	7	GLC SS
FIR	326098	20	GETH
FIR	192098	5	DUNV
FIR	638098	15	ELTN
FIR	266098	5	NOTI
FIR	348098	5	CADM
FLOOD	264098	5	SPRT R
FLOOD	326098	10	GETH
FLOOD	326098	5	GETH
FLUME	336098	5	ELRS
FOLEYLK	250098	5	U MANN
FOSTER	300098	10	GLC SS
FOSTER	642098	5	PEK
FOSTER	642098	6	PEK
FOX CK	326006	0	GETH F
FOX CK	326098	25	GETH
FOX CK	326098	6	GETH
FOX CK	348098	901	CADM
FOX CK	326098	901	BSL GETH
FOX CK	218098	901	VIK
FOX CK	500001	0	TRIA A
FOX CK	264098	1	NOTI
FOX CK	218098	1	VIK SS
FOX CK	326098	15	BSL GETH
FOX CK	326098	5	GETH
FOX CK	218098	6	VIK SS
FOX CK	304098	901	BLSK
FOX CK	326005	0	GETH E
FRENCH	218099		VIK SS
FRENCH	218098	5	VIK SS
FRENCH	336098	1	ELRS
FRENCH	218098	10	VIK SS
FRENCH	218098	15	VIK SS
FT ASSNB	248098	6	GLC SS
FT ASSNB	218001	0	VIK A
FT ASSNB	336001	0	ELRS A
FT ASSNB	218098	3	VIK SS
FT ASSNB	218098	15	VIK SS
FT ASSNB	218098	20	VIK SS
FT ASSNB	336098	20	ELRS
GARRGTON	218098	4	VIK SS
GARRGTON	310018	0	L MANN R
GARRGTON	310098	4	BL
GARRGTON	310098	6	BSL QTZ
GARRGTON	310098	16	ELRS
GARRGTON	310098	23	ELRS
GARRGTON	310116	0	L MANN PPP
GARRGTON	336098	3	ELRS
GARRGTON	336098	5	ELRS
GARRGTON	336098	15	ELRS
GARRGTON	336098	17	ELRS
GARRGTON	336098	20	ELRS
GARRGTON	336098	30	ELRS
GARRGTON	336098	50	ELRS
GARRGTON	336098	55	ELRS
GARRGTON	336098	59	ELRS
GARRGTON	336098	65	ELRS
GARRGTON	444098	2	NORD
GARRGTON	444098	5	NORD
GARRGTON	640098	5	SHUN
GARRGTON	640098	6	SHUN
GARRGTON	642098	5	PEK
GARRGTON	642098	15	PEK
GARRGTON	668098	5	CROS
GARRGTON	720098	21	LED
GARRGTON	218098	32	VIK SS
GARRGTON	248098	5	GLC SS
GARRGTON	248098	10	MANN
GARRGTON	310098	5	ELRS
GARRGTON	310098	17	ELRS
GARRGTON	336098	2	ELRS
GARRGTON	336098	60	ELRS
GARRGTON	336098	62	ELRS
GARRGTON	336098	901	OST
GARRGTON	432002	0	RK CK B
GARRGTON	720098	22	LED
GARRGTON	176009	0	CARD I
GARRGTON	310047	0	L MANN UU
GARRGTON	310048	0	L MANN VV
GARRGTON	310049	0	L MANN WW
GARRGTON	310050	0	L MANN XX
GARRGTON	310104	0	L MANN DDD
GARRGTON	310105	0	L MANN EEE
GARRGTON	310106	0	L MANN FFF
GARRGTON	310107	0	L MANN GGG
GARRGTON	696001	0	NIS A
GARRGTON	336098	43	ELRS

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
GARRGTON	310117	0	L MANN QQQ
GARRGTON	336098	45	ELRS
GARRGTON	310098	19	OST
GARRGTON	444098	10	NORD
GARRGTON	668098	2	CROS
GARRGTON	310098	3	ELRS
GARRGTON	444002	0	NORD B
GARRGTON	248001	0	MANN A
GARRGTON	336098	9	ELRS
GARRGTON	336098	12	ELRS
GARRGTON	336098	64	ELRS
GARRGTON	218098	30	GLC SS
GARRGTON	310098	13	BSL QTZ
GARRGTON	720098	20	LED
GARRGTON	248098	15	GLC SS
GARRGTON	218098	2	VIK SS
GARRGTON	432098	10	RK CK
GARRGTON	310098	22	ELRS
GARRGTON	336098	42	ELRS
GARRGTON	642098	10	PEK
GENESEE	126001	0	BR A
GERE	644098	5	BNFF
GERE	310098	5	ELRS
GILBY	250002	0	U MANN B
GILBY	300098	2	GLC SS
GILBY	300098	10	U MANN
GILBY	320098	4	DETR
GILBY	320098	14	ELRS
GILBY	320098	32	ELRS
GILBY	432098	1	RK CK
GILBY	446008	0	JUR H
GILBY	446098	17	NORD
GILBY	610007	0	RUND G
GILBY	610098	5	PEK
GILBY	642098	4	PEK
GILBY	320098	25	ELRS
GILBY	446098	15	JUR SYS
GILBY	300098	901	GLAU
GILBY	126098	10	BR
GILBY	316098	901	OST
GILBY	320003	0	BSL MANN C
GILBY	320041	0	BSL MANN OO
GILBY	320098	10	ELRS
GILBY	320098	13	ELRS
GILBY	320098	16	DETR
GILBY	335098	10	OST
GILBY	336098	2	ELRS
GILBY	446015	0	JUR O
GILBY	446098	3	NORD
GILBY	610009	0	RUND I
GILBY	610098	2	PEK
GILBY	320030	0	BSL MANN DD
GILBY	320098	29	ELRS
GILBY	300098	15	GLC SS
GILBY	310098	5	L MANN
GILBY	320098	15	L MANN
GILBY	218098	901	VIK
GILBY	250098	6	GLC SS
GILBY	310098	4	OST
GILBY	126098	15	BR
GILBY	320011	0	BSL MANN K
GILBY	320013	0	BSL MANN M
GILBY	300098	13	GLC SS
GILBY	644098	5	BNFF
GILBY	320098	19	ELRS
GILBY	320098	20	ELRS
GILBY	126098	5	BR
GILBY	610017	0	RUND Q
GILBY	642098	2	PEK
GILBY	446098	5	JUR SS
GILBY	610018	0	RUND R
GILBY	250098	2	GLC SS
GILBY	250098	5	GLC SS
GILBY	126098	20	BSL BR
GILBY	610011	0	RUND K
GILBY	320015	0	BSL MANN O
GILBY	658001	0	WAB
GILBY	248098	5	MANN
GILBY	610098	3	PEK
GILWOOD	310098	5	GETH
GILWOOD	218098	15	CDOT
GILWOOD	230098	10	PADY
GILWOOD	230098	5	PADY
GIROUX L	218098	15	VIK SS
GIROUX L	218002	0	VIK B
GIROUX L	326002	0	GETH B
GIROUX L	218098	30	VIK SS
GIROUX L	218098	60	VIK SS
GIROUX L	218098	40	VIK SS
GIROUX L	326098	2	BSL GETH
GIROUX L	326098	5	GETH
GLENEVIS	126098	10	BR
GLENEVIS	218098	15	VIK SS
GLENEVIS	300003	0	GLC C
GLENEVIS	250098	5	U MANN
GLENEVIS	218098	17	VIK SS

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
GNCOURT	218098	5	VIK SS
GNCOURT	446098	10	NORD
GNCOURT	642098	5	PEK
GNCOURT	444098	4	NORD
GNCOURT	446005	0	JUR E
GNCOURT	218098	10	VIK SS
GNCOURT	642098	10	PEK
GNCOURT	446098	901	NORD
GODIN	250098	5	GRD RP
GODIN	218098	5	VIK SS
GODIN	306098	5	WBSK
GODIN	658001	0	WAB A
GOLDEN	640098	5	SHUN
GOODRIDG	218005	0	VIK E
GOODRIDG	336098	12	ELRS
GOODWIN	446001	0	JUR A
GOODWIN	334098	10	ELRS
GOOSE R	192098	10	DUNV
GRASSY	218098	5	VIK SS
GREENC E	218098	5	VIK SS
GREENC E	446098	1	NORD
GREENC E	218098	12	VIK SS
GREENC E	300098	5	GLC SS
GREENC E	300098	6	GLC SS
GRIMSHAW	500001	0	TRIA A
GRIMSHAW	304098	1	BLSK
GRIZZLY	326098	10	GETH
GRIZZLY	348098	6	CADM
GRIZZLY	192098	901	DUNV
GRIZZLY	326098	5	GETH
GROAT	640098	5	SHUN
GROAT	326098	7	BSL GETH
GROAT	556098	1	BELL
GROAT	326098	5	GETH
GROAT	176098	901	CARD
GROAT	326098	20	GETH
GROAT	348001	0	CADM A
GROAT	326098	10	BSL GETH
GROUARD	326098	6	GETH
GRXVL ST	230001	0	PADY A
GRXVL ST	230098	20	PADY
GRXVL ST	326098	15	GETH
GRXVL ST	500002	0	TRIA B
GRXVL ST	612003	0	DBLT C
GRXVL ST	612098	5	DBLT
GRXVL ST	326098	10	GETH
GUNN	312098	5	BSL QTZ
GUNN	334098	5	BSL QTZ
GUNN	644001	0	BNFF A
GUNN	310001	0	L MANN A
GUNN	218098	5	VIK SS
GVILLE	304098	5	BLSK
HARM-ELK	244098	5	BSL BL
HARM-ELK	176098	3	CARD SD
HARMTN E	334098	5	BSL QTZ
HARTMAN	262098	5	GRD RP
HEARTR	326098	5	GETH
HEARTR	232098	5	CDOT
HEARTR	230002	0	PADY B
HELDAR	444098	31	NORD
HELDAR	444098	32	NORD
HELDAR	218098	5	VIK SS
HELDAR	218098	10	VIK SS
HELDAR	444098	28	NORD
HELDAR	444098	29	NORD
HELDAR	444098	35	NORD
HELDAR	444098	34	NORD
HELDAR	444098	25	NORD
HIGH PR	230098	5	PADY
HIGH PR	556098	5	BELL
HIGH PR	264098	6	SPRT R
HIGH PR	264098	5	SPRT R
HIGH PR	232098	5	CDOT
HIGH PR	266098	5	NOTI
HIGH PR	326098	5	GETH
HIGHVALE	126098	10	BR
HIGHVALE	126098	15	BR
HIGHVALE	250098	5	U MANN
HIGHVALE	300098	10	GLC SS
HIGHVALE	300098	20	GLC SS
HIGHVALE	300098	31	GLC SS
HIGHVALE	310010	0	L MANN J
HIGHVALE	310098	4	OST
HIGHVALE	310098	6	ELRS
HIGHVALE	310098	15	ELRS
HIGHVALE	310098	20	ELRS
HIGHVALE	336098	40	ELRS
HIGHVALE	336098	50	ELRS
HIGHVALE	444001	0	NORD A
HIGHVALE	444098	3	NORD
HIGHVALE	644010	0	BNFF J
HIGHVALE	310098	2	ELRS
HIGHVALE	310098	5	ELRS
HIGHVALE	310098	10	ELRS
HIGHVALE	444098	2	NORD
HIGHVALE	176098	15	CARD SD

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
HIGHVALE	126098	27	BR
HIGHVALE	300098	30	GLC SS
HIGHVALE	310098	1	ELRS
HIGHVALE	310098	3	ELRS
HIGHVALE	218098	5	VIK SS
HIGHVALE	336098	45	ELRS
HIGHVALE	310098	7	OST
HIGHVALE	176098	5	CARD SD
HIGHVALE	300098	25	GLC SS
HIGHVALE	644098	55	BNFF
HIGHVALE	300098	5	GLC SS
HIGHVALE	126098	7	BR
HIGHVALE	126098	25	BR
HIGHVALE	126098	5	BR
HOLBURN	126098	5	BR
HOLBURN	334098	50	BSL QTZ
HOLBURN	336098	5	ELRS
HOLBURN	336098	20	ELRS
HOLBURN	336098	15	ELRS
HOLBURN	336098	25	ELRS
HOLBURN	312098	5	OST SS
HOLBURN	310098	1	OST
HOLBURN	336098	7	ELRS
HOLBURN	300098	5	GLC SS
HOLBURN	334001	0	BSL QTZ A
HOLBURN	336098	10	ELRS
HOMERMB	250098	5	GLC SS
HOMERMB	336098	5	ELRS
HOMERMB	696098	5	NIS
HOMERMB	126001	0	BR A
HOMERMB	642001	0	PEK A
HOMERMB	126098	50	BR
HONDO	262098	10	GRD RP
HONDO	262098	15	GRD RP
HONDO	262098	5	GRD RP
HONDO	306098	5	WBSK
HOOLE	306060	999	WBSK B&C
HOOLE	306098	5	WBSK
HOOLE	306098	7	WBSK
HOOLE	306098	8	WBSK
HOOLE	250098	5	GRD RP
HOOLE	306098	9	WBSK
HOOLE	250098	50	WBSK
HOOLE	306098	6	WBSK
HOOLE	658098	5	WAB
HOSP CRK	350098	1	DETR
HUDLEY	250098	5	ELRS
HUDLEY	310004	0	L MANN D
HUDLEY	334098	15	BSL QTZ
HUDLEY	300098	901	GLAU
HUDLEY	126098	27	BR
HUDLEY	334098	5	BSL QTZ
HUDLEY	336098	1	ELRS
HUDLEY	126098	20	BR
HUDLEY	334098	12	ELRS
HUDLEY	126002	0	BR B
HUDLEY	126006	0	BR H
HUDLEY	250098	10	GLC SS
HUDLEY	300098	5	GLC SS
HUDLEY	300098	10	GLC SS
HUDLEY	126098	14	BR
HUDLEY	300098	15	GLC SS
HUDLEY	126098	10	BSL BR
INNISFAL	126098	15	BSL BR
INNISFAL	218098	3	VIK SS
INNISFAL	244098	10	BL
INNISFAL	642098	10	PEK
INNISFAL	300098	5	GLC SS
INNISFAL	218098	901	VIK
INNISFAL	658098	5	WAB
INNISFAL	336098	10	ELRS
INNISFAL	642098	3	PEK
INNISFAL	306098	5	WBSK
INNISFAL	720003	0	D-3 C
INNISFAL	642001	0	PEK A
INVERNSS	218098	5	VIK SS
IOSEGUN	326098	15	GETH
JARVIE	218098	6	VIK SS
JARVIE	248098	5	MANN
JARVIE	218009	0	VIK I
JARVIE	220207	0	VIK G
JARVIE	310098	7	OST SS
JARVIE	218098	10	VIK SS
JARVIE	336098	20	ELRS
JARVIE	218098	7	VIK SS
JARVIE	336098	26	ELRS
JARVIE	218098	3	VIK SS
JARVIE	300098	5	GLC SS
JARVIE	250098	5	U MANN
JARVIE	336098	25	ELRS
JARVIE	336098	15	ELRS
JARVIE	250098	10	U MANN
JARVIE N	218098	18	VIK SS
JARVIE N	218098	900	VIK SS
JARVIE N	312098	5	OST
JARVIE N	218098	15	VIK SS

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
JARVIE N	218098	20	VIK SS
JARVIE N	218098	10	VIK SS
JARVIE N	300098	5	GLC SS
JARVIE N	336098	5	ELRS
JARVIE N	336098	10	ELRS
JARVIE N	250098	5	U MANN
JOUSS	228098	5	PR
JOUSS	326098	5	GETH
JOUSS	326098	10	GETH
JUDY CK	218098	50	VIK SS
JUDY CK	218098	5	VIK SS
JUDY CK	336098	10	ELRS
JUDY CK	326098	5	GETH
JUDY CK	218098	10	VIK SS
JUDY CK	248098	5	MANN
JUDY CKS	218098	901	VIK
JUDY CKS	218098	5	VIK SS
JUDY CKS	610001	0	RUND A
KAYBOB	266098	10	NOTI
KAYBOB	326098	7	GETH
KAYBOB	326098	46	GETH
KAYBOB	326098	48	GETH
KAYBOB	432098	1	RK CK
KAYBOB	658098	1	WAB
KAYBOB	696001	0	NIS A
KAYBOB	248098	2	MANN
KAYBOB	326098	13	GETH
KAYBOB	192098	901	DUNV
KAYBOB	326023	0	GETH W
KAYBOB	192098	5	DUNV
KAYBOB	218098	16	VIK SS
KAYBOB	266006	0	NOTI F
KAYBOB	304001	0	BLSK A
KAYBOB	326009	0	GETH I
KAYBOB	326025	0	GETH Y
KAYBOB	326098	42	GETH
KAYBOB	250098	2	U MANN
KAYBOB	218098	17	VIK SS
KAYBOB	326098	5	GETH
KAYBOB	326098	25	GETH
KAYBOB	326098	40	BSL GETH
KAYBOB	326098	51	GETH
KAYBOB	218098	4	VIK SS
KAYBOB	218098	8	VIK SS
KAYBOB	266098	23	NOTI
KAYBOB	326098	47	GETH
KAYBOB	266098	15	NOTI
KAYBOB	218098	9	VIK SS
KAYBOB	326002	0	GETH B
KAYBOB	326098	44	GETH
KAYBOB	658001	0	WAB
KAYBOB	326098	15	GETH
KAYBOB	218098	15	VIK SS
KAYBOB	326098	12	GETH
KAYBOB	326015	0	GETH O
KAYBOB	326098	27	GETH
KAYBOB	326001	0	GETH A
KAYBOB	266098	5	NOTI
KAYBOB	326098	10	GETH
KAYBOB	192098	902	DUNV
KAYBOB	326014	0	GETH N
KAYBOB	326098	30	BSL GETH
KAYBOB	696002	0	NIS B
KAYBOBS	266098	2	NOTI
KAYBOBS	300098	15	GETH
KAYBOBS	304098	5	U MANN
KAYBOBS	304098	20	BLSK
KAYBOBS	304098	28	BLSK
KAYBOBS	326098	10	L MANN
KAYBOBS	326098	17	GETH
KAYBOBS	326098	18	CADM
KAYBOBS	326098	20	GETH
KAYBOBS	326098	57	GETH
KAYBOBS	348098	20	CADM
KAYBOBS	432098	10	RK CK
KAYBOBS	432098	11	RK CK
KAYBOBS	432098	12	RK CK
KAYBOBS	696001	0	NIS A
KAYBOBS	696098	5	NIS
KAYBOBS	744098	5	SW HL
KAYBOBS	744098	10	SW HL
KAYBOBS	326098	15	GETH
KAYBOBS	432098	5	RK CK
KAYBOBS	304098	908	BLSK
KAYBOBS	304098	909	BLSK
KAYBOBS	304098	907	BLSK
KAYBOBS	326098	33	GETH
KAYBOBS	304006	0	BLSK F
KAYBOBS	304007	0	BLSK G
KAYBOBS	304098	26	BLSK
KAYBOBS	304098	27	BLSK
KAYBOBS	326003	0	GETH C
KAYBOBS	326098	4	GETH
KAYBOBS	326098	5	GETH
KAYBOBS	326098	26	GETH
KAYBOBS	326098	63	GETH

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
KAYBOBS	348098	10	CADM
KAYBOBS	500098	1	TRIA SYS
KAYBOBS	680098	3	BLUE
KAYBOBS	326098	24	GETH
KAYBOBS	500098	5	TRIA SYS
KAYBOBS	326098	25	GETH
KAYBOBS	326098	2	GETH
KAYBOBS	326098	901	GETH
KAYBOBS	348098	4	CADM
KAYBOBS	326005	0	GETH E
KAYBOBS	326098	30	GETH
KAYBOBS	432098	14	RK CK
KAYBOBS	326098	22	GETH
KAYBOBS	326098	59	GETH
KAYBOBS	432098	7	RK CK
KAYBOBS	326098	40	GETH
KAYBOBS	326098	3	GETH
KAYBOBS	326098	6	GETH
KAYBOBS	680098	4	BLUE
KILSYTH	336098	5	ELRS
KILSYTH	336098	10	ELRS
KITTY	304098	5	BLSK
LANAWAY	218098	901	VIK
LANAWAY	248098	10	MLTN SD
LANAWAY	642098	20	PEK
LANAWAY	176005	0	CARD E
LANAWAY	248098	20	ELRS
LANAWAY	176003	0	CARD C
LANAWAY	248006	0	MANN F
LANAWAY	696001	0	D-2A
LANAWAY	350098	5	DETR
LANAWAY	446098	1	RK CK
LANAWAY	248098	15	ELRS
LEAMAN	250098	10	GLC SS
LEAMAN	250098	15	GLC SS
LEAMAN	444001	0	NORD A
LEAMAN	444002	0	NORD B
LEAMAN	444098	5	NORD
LEAMAN	444098	10	NORD
LEAMAN	444098	15	NORD
LEAMAN	126098	5	BR
LEAMAN	250098	5	U MANN
LEAMAN	310098	10	L MANN
LEAMAN	642098	2	PEK
LEAMAN	696098	5	NIS
LEDDY	228098	5	PR
LEDDY	264098	5	SPRT R
LEECH	218098	5	VIK SS
LENNOX	218098	1	VIK SS
LENNOX	644098	5	BNFF
LENNOX	300098	1	GLC SS
LEPINE	250098	5	U MANN
LEPINE	336098	5	ELRS
LONEP CK	642098	1	PEK
LONEP CK	658098	10	CROS
LONEP CK	310098	5	BSL QTZ
LONEP CK	218098	4	VIK SS
LONEP CK	126098	5	BR
LONEP CK	218098	2	VIK SS
LONEP CK	610098	901	PEK
LONEP CK	610098	5	PEK
LONEP CK	658098	901	CROS
LONEP CK	658098	5	CROS
LOON	304098	1	BLSK
LOUISE	326098	5	GETH
LSMOKY	560098	5	PM-PN SYS
LSMOKY	600098	6	PEK
LSMOKY	560098	10	BELL
LSMOKY	326098	1	GETH
LUNFORD	126098	5	BR
LUNFORD	250098	5	U MANN
LUNFORD	310098	5	ELRS
LUNFORD	310098	10	ELRS
LUNFORD	310098	50	ELRS
LUNFORD	218098	5	VIK SS
LUNFORD	218098	7	VIK SS
LUNFORD	126098	10	BSL BR
LUNFORD	336098	1	ELRS
LUNFORD	250098	10	U MANN
MAJEAU	126098	5	BSL BR
MAJEAU	218098	5	VIK SS
MAJEAU	250098	3	GLC SS
MAJEAU	250098	10	GLC SS
MAJEAU	310098	9	ELRS
MAJEAU	310098	14	ELRS
MAJEAU	310098	25	ELRS
MAJEAU	310098	37	ELRS
MAJEAU	644098	3	BNFF
MAJEAU	310098	38	ELRS
MAJEAU	300004	0	GLC D
MAJEAU	310098	15	ELRS
MAJEAU	250098	20	GLC SS
MAJEAU	310098	8	BSL QTZ
MAJEAU	218098	3	VIK SS
MAJEAU	250098	4	GLC SS
MAJEAU	658001	0	WAB A

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
MAJEAU	310098	13	BSL QTZ
MAJEAU	644098	15	BNFF
MANOLA	310098	27	L MANN
MANOLA	126098	1	BR
MANOLA	310098	25	ELRS
MANOLA	310098	5	OST SS
MANOLA	310098	3	ELRS
MARKRVLE	218098	901	VIK
MARKRVLE	336098	9	ELRS
MARKRVLE	218098	2	VIK SS
MARKRVLE	336098	6	ELRS
MARKRVLE	310098	5	L MANN
MARKRVLE	336098	7	ELRS
MARLBORO	266098	1	NOTI
MARLBORO	326003	0	GETH C
MARTEN	250098	15	WBSK
MARTEN	250098	20	WBSK
MARTEN	250098	10	WBSK
MARTEN	250098	5	WBSK
MARTENH	248098	10	MANN
MARTENH	658098	15	WAB
MARTENH	306098	2	WBSK
MARTENH	306098	10	WBSK
MARTENH	262098	26	L GRD RP
MARTENH	262098	40	GRD RP
MARTENH	306098	1	WBSK
MARTENH	262098	33	GRD RP
MARTENH	262098	45	GRD RP
MARTENH	262098	50	L GRD RP
MARTENH	262098	61	GRD RP
MARTENH	262098	67	GRD RP
MARTENH	306010	0	WBSK J
MARTENH	306098	27	WBSK
MARTENH	306098	30	WBSK
MARTENH	658003	0	WAB C
MARTENH	262098	60	GRD RP
MARTENH	262098	62	GRD RP
MARTENH	248098	11	MANN
MARTENH	262098	25	GRD RP
MARTENH	262098	27	L GRD RP
MARTENH	262098	63	GRD RP
MARTENH	306098	20	WBSK
MARTENH	262098	29	GRD RP
MARTENH	218003	0	VIK C
MARTENH	262098	28	U GRD RAP
MARTENH	248098	12	MANN
MARTENH	280098	10	CLWT SD
MARTENH	306098	15	WBSK
MARTENH	218098	5	VIK SS
MARTENH	218098	20	VIK SS
MARTENH	306098	3	WBSK
MARTENH	350098	5	DETR
MARTENH	306098	34	WBSK
MARTENH	306098	25	WBSK
MARTENH	262002	0	GRD RP B
MARTENH	275098	1	L GRD RP
MARTENH	658098	10	WAB
MARTENH	306098	901	WBSK
MARTENH	306002	0	WBSK B
MARTENH	306098	4	WBSK
MARTENH	658002	0	WAB B
MARTENH	328098	1	MCMY
MARTENH	658098	16	WAB
MCKINLEY	348098	5	CADM
MCKINLEY	500098	5	TRIA SYS
MCKINLEY	304098	1	BLSK
MCLEANSC	228098	1	PR
MCLEANSC	976098	1	GRWH
MCLEANSC	304098	1	BLSK
MCLEANSC	326098	1	GETH
MCLEOD	432098	10	RK CK
MCLEOD	778098	5	GLWD
MCLEOD	432098	901	ROCK CK
MCLEOD	336098	901	ELRS
MCLEOD	304098	3	BLSK
MCLEOD	326098	901	GETH
MCLEOD	304098	1	BLSK
MCLEOD	336098	1	ELRS
MCLEOD	432098	902	RK CK
MCLEOD	106098	5	EDM
MCLEOD	326060	2	GETH N
MCLEOD	432098	11	RK CK
MCLEOD	176098	10	CARD SD
MCLEOD	432098	12	RK CK
MCLEOD	326098	902	NITON SAND
MCLEOD	326060	1	GETH M
MCLEOD	176098	20	CARD SD
MCLEOD	744098	1	BH LK
MCLEOD	304098	2	BLSK
MCLEOD	432098	14	RK CK
MCLEOD	326098	6	GETH
MCMULLEN	328098	2	MCMY
MCMULLEN	328098	901	MCMY
MCMULLEN	306098	901	WBSK
MEADOW	218098	20	VIK SS
MEDRIVER	218098	7	VIK SS

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
MEDRIVER	218098	8	VIK SS
MEDRIVER	310098	10	L MANN
MEDRIVER	316012	0	OST L
MEDRIVER	316098	4	OST SS
MEDRIVER	316098	5	OST SS
MEDRIVER	316098	20	OST
MEDRIVER	316098	21	OST SS
MEDRIVER	316098	22	OST
MEDRIVER	316098	901	OST
MEDRIVER	320098	2	BSL MANN
MEDRIVER	334017	0	BSL QTZ Q
MEDRIVER	334018	0	BSL QTZ R
MEDRIVER	334098	5	BSL QTZ
MEDRIVER	334098	15	BSL QTZ
MEDRIVER	334098	20	BSL QTZ
MEDRIVER	334098	25	ELRS
MEDRIVER	336098	25	RK CK
MEDRIVER	432098	10	RK CK
MEDRIVER	446008	0	JUR H
MEDRIVER	446098	10	JUR SS
MEDRIVER	316098	3	OST
MEDRIVER	334098	30	BSL QTZ
MEDRIVER	218098	5	VIK SS
MEDRIVER	300011	0	GLC K
MEDRIVER	334015	0	BSL QTZ O
MEDRIVER	334020	0	BSL QTZ T
MEDRIVER	336098	12	ELRS
MEDRIVER	642013	0	PEK M
MEDRIVER	642022	0	PEK V
MEDRIVER	720002	0	D-3B
MEDRIVER	316098	6	OST
MEDRIVER	334098	10	BSL QTZ
MEDRIVER	446098	901	JUR
MEDRIVER	320002	0	BSL MANN B
MEDRIVER	446007	0	JUR G
MEDRIVER	640098	80	SHUN
MEDRIVER	300098	2	GLC SS
MEDRIVER	334013	0	BSL QTZ M
MEDRIVER	336098	10	ELRS
MEDRIVER	336098	5	ELRS
MEDRIVER	126098	5	BSL BR
MEDRIVER	400098	1	RK CK
MEDRIVER	316004	0	OST D
MEDRIVER	720098	5	LED
MEDRIVER	444098	5	NORD
MEDRIVER	642012	0	PEK L
MEDRIVER	334098	901	BSL QTZ
MEDRIVER	310098	5	L MANN
MEDRIVER	446010	0	JUR J
MEDRIVER	446006	0	JUR F
MEDRIVER	446009	0	JUR I
MEDRIVER	642015	0	PEK O
MEDRIVER	336098	26	ELRS
MEDRIVER	642098	15	PEK
MEEKWAP	696006	0	D-2F
MELLOWD	218098	6	VIK SS
MELLOWD	310098	10	ELRS
MELLOWD	218098	7	VIK SS
MELLOWD	310098	5	L MANN
MEYER	250098	30	GRD RP
MEYER	658098	5	WAB
MEYER	658098	10	WAB
MEYER	250098	22	GRD RP
MEYER	248098	7	CLWT SD
MEYER	248098	5	GRD RP
MEYER	248098	6	CLWT SD
MEYER	250010	0	U MANN J
MEYER	250011	0	U MANN K
MEYER	250098	10	GRD RP
MEYER	250098	15	GRD RP
MEYER	250098	27	GRD RP
MEYER	310098	3	MCMY
MEYER	248098	8	MANN
MEYER	218098	1	VIK SS
MEYER	310098	10	MCMY
MEYER	310098	15	MCMY
MEYER	248098	3	GRD RP
MEYER	658098	15	WAB
MEYER	658098	901	WAB
MEYER	250098	3	GRD RP
MEYER	250098	5	U MANN
MEYER	658098	27	WAB
MEYER	658098	26	WAB
MEYER	658098	25	WAB
MINEHEAD	126098	10	BR
MINEHEAD	610098	5	ELTN
MINHIK	106098	5	EDM
MINHIK	336098	3	ELRS
MINHIK	432098	901	RK CK
MINHIK	444098	5	NORD
MINHIK	644098	5	BNFF
MINHIK	310098	15	OST SS
MINHIK	126098	5	BSL BR
MINHIK	644098	10	BNFF
MINHIK	126098	17	BR
MINHIK	310098	17	OST SS

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
MINHIK	310098	4	ELRS
MINHIK	250098	5	U MANN
MINHIK	310098	20	ELRS
MINHIK	300098	10	GLC SS
MINHIK	126098	15	BR
MINHIK	106098	10	EDM
MINHIK	312004	0	OST D
MINHIK	126098	16	BR *
MINHIK	444098	10	NORD
MISTAHAE	250098	7	GRD RP
MISTAHAE	250098	15	WBSK
MISTAHAE	350098	1	DETR
MISTAHAE	306098	1	WBSK
MISTAHAE	262098	1	GRD RP
MITSUE	250006	0	U MANN F
MITSUE	250098	19	CLNY
MITSUE	250098	36	U MANN
MITSUE	248098	21	CLWT
MITSUE	280098	23	U MANN
MITSUE	778098	5	GLWD *
MITSUE	250098	5	GRD RP
MITSUE	250098	10	GRD RP
MITSUE	250098	902	CLNY
MITSUE	250098	903	CLNY
MITSUE	306098	10	WBSK
MITSUE	310098	10	MCMY
MITSUE	250008	0	U MANN H
MITSUE	250098	35	MANN
MITSUE	250098	16	U MANN
MITSUE	250098	12	MANN
MITSUE	218098	901	VIK
MITSUE	250098	11	U MANN
MITSUE	250098	13	U MANN
MITSUE	250098	14	U MANN
MITSUE	306098	12	WBSK
MITSUE	250098	22	U MANN
MITSUE	306098	13	WBSK
MITSUE	248098	5	U MANN
MITSUE	248098	20	MANN
MITSUE	250098	39	U MANN
MITSUE	250098	15	U MANN
MITSUE	326098	2	GETH
MITSUE	250098	30	MANN
MITSUE	310098	5	BLSK-GETH
MITSUE	250098	38	U MANN
MOONEY	304001	0	BLSK A
MOONEY	788098	10	KR SS
MOONEY	218098	10	VIK SS
MORKILL	106098	5	EDM
MORSE	642098	5	PEK
MORSE	642098	10	PEK
MUSKWA	250098	5	WBSK
MYSTERY	350098	5	DETR
MYSTERY	218098	5	VIK SS
NEERLAND	126098	1	BR
NEERLAND	336098	10	MANN
NEERLAND	644098	11	BNFF
NEERLAND	218098	7	VIK SS
NEERLAND	310098	70	L MANN
NEERLAND	336098	5	ELRS
NEERLAND	336098	13	ELRS
NEERLAND	644098	3	L MANN
NEGUS	326098	5	GETH
NEWTON	126098	5	BR
NEWTON	126098	10	BSL BR
NEWTON	218098	5	VIK SS
NEWTON	250098	5	U MANN
NEWTON	250098	15	ELRS
NEWTON	250098	20	ELRS
NEWTON	250098	2	MANN
NEWTON	256098	901	ELRS
NEWTON	250098	10	U MANN
NEWTON	310098	1	L MANN
NIPISI	300098	5	GLC SS
NIPISI	778003	999	GLWD C
NIPISI	778005	0	GLWD E
NIPISI	778006	0	GLWD F
NIPISI	778007	0	GLWD G
NIPISI	264098	5	SPRT R
NITON	334014	0	BSL QTZ N
NITON	334098	3	L MANN
NITON	336098	901	ELRS
NITON	432098	12	RK CK
NITON	432098	11	RK CK
NITON	334098	40	ELRS
NITON	334098	25	ELRS
NITON	432098	901	RK CK
NITON	334098	30	ELRS
NITON	432098	10	RK CK
NITON	340098	1	ELRS
NITON	334098	13	BSL QTZ
NITON	334098	5	BSL QTZ
NITON	334098	2	ELRS
NITON	336098	8	ELRS
NORMANDV	228098	5	PR
NORMANDV	612098	10	DBLT

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
NORMANDV	612098	15	DBLT
NORMANDV	600098	10	DBLT
NORMANDV	600098	20	DBLT
NORMANDV	600098	6	DBLT
NORMANDV	600098	15	DBLT
NORMANDV	556098	5	BELL
NORMANDV	500098	10	TRIA SYS
NORMANDV	500098	15	TRIA SYS
NORMANDV	658004	0	D-1 D
NORTHVLL	218098	5	VIK SS
NORTHVLL	446098	901	RK CK L
O'CHIESE	126098	10	BSL BR
OCHRE	758098	10	SL PT
OGSTON	304098	3	BLSK
OGSTON	304098	25	BLSK
OGSTON	304098	26	BLSK-GETH
PADDLE R	336098	10	ELRS
PADDLE R	444098	10	BSL QTZ
PADDLE R	444098	15	NORD
PADDLE R	644098	5	BNFF
PADDLE R	444098	30	NORD
PADDLE R	444098	31	NORD
PADDLE R	126098	5	BR
PADDLE R	336098	901	ELRS
PADDLE R	444098	20	NORD
PADDLE R	218098	1	VIK SS
PASTECHO	644098	5	BNFF
PAUL	306098	2	WBSK
PEAVINE	524001	0	MONT A
PEAVINE	524002	0	MONT B
PEAVINE	228098	5	VIK SS
PELICAN	306098	50	WBSK
PELICAN	306002	0	WBSK B
PELICAN	306098	90	WBSK
PELICAN	306098	93	WBSK
PELICAN	306098	87	WBSK
PELICAN	306098	55	WBSK
PELICAN	306001	0	WBSK A
PELICAN	306098	95	WBSK
PELICAN	306098	25	WBSK
PEMBINA	126098	52	BSL BR
PEMBINA	126098	60	BR
PEMBINA	126098	80	BR
PEMBINA	126098	100	BR
PEMBINA	126098	115	BR
PEMBINA	126098	251	BSL BR
PEMBINA	126098	905	BSL BR
PEMBINA	126098	906	BR
PEMBINA	218098	902	VIK
PEMBINA	250098	7	MANN
PEMBINA	250098	901	OST
PEMBINA	300098	5	GLC SS
PEMBINA	300098	16	GLC SS
PEMBINA	300098	18	GLC SS
PEMBINA	312098	15	OST SS
PEMBINA	336098	9	ELRS
PEMBINA	336098	14	ELRS
PEMBINA	336098	16	ELRS
PEMBINA	336098	40	ELRS
PEMBINA	336098	44	ELRS
PEMBINA	432098	2	RK CK
PEMBINA	444098	2	NORD
PEMBINA	444098	26	NORD
PEMBINA	446098	10	NORD
PEMBINA	446098	14	RK CK
PEMBINA	642098	5	PEK
PEMBINA	644098	2	BNFF
PEMBINA	644098	13	BNFF
PEMBINA	644098	14	BNFF
PEMBINA	680098	5	BLUE
PEMBINA	300098	905	GLAU
PEMBINA	444098	901	NORD
PEMBINA	444098	902	NORD
PEMBINA	126098	18	BSL BR
PEMBINA	312098	901	OST
PEMBINA	312098	903	OST
PEMBINA	336098	13	ELRS
PEMBINA	444098	20	NORD
PEMBINA	126098	27	BSL BR
PEMBINA	218098	903	VIK
PEMBINA	218098	904	VIK
PEMBINA	218098	905	VIK
PEMBINA	218098	906	VIK
PEMBINA	218098	907	VIK
PEMBINA	336098	4	ELRS
PEMBINA	126098	254	BR
PEMBINA	126418	0	BR R3R
PEMBINA	176015	0	CARD O
PEMBINA	300032	0	GLC FF
PEMBINA	300036	0	GLC JJ
PEMBINA	312098	902	OST
PEMBINA	336019	0	ELRS S
PEMBINA	432098	5	RK CK
PEMBINA	446010	0	JUR J
PEMBINA	446041	0	JUR OO
PEMBINA	446098	16	JUR SS *

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
PEMBINA	126310	0	BR JJJ
PEMBINA	126326	0	BR ZZZ
PEMBINA	126331	0	BR E2E
PEMBINA	126350	0	BR X2X
PEMBINA	126352	0	BR Z2Z
PEMBINA	126413	999	PR M3M
PEMBINA	126415	0	BR O3O
PEMBINA	176004	0	CARD D
PEMBINA	186002	0	2WS B
PEMBINA	218098	2	VIK SS
PEMBINA	300026	0	GLC Z
PEMBINA	300035	0	GLC II
PEMBINA	300098	27	GLC SS
PEMBINA	446007	0	JUR G
PEMBINA	300098	25	GLC SS
PEMBINA	332098	1	SUNB
PEMBINA	312098	26	OST
PEMBINA	644002	0	BNFF B
PEMBINA	312098	2	OST SS
PEMBINA	126098	22	RR
PEMBINA	336098	6	ELRS
PEMBINA	336098	46	ELRS
PEMBINA	218098	4	VIK SS
PEMBINA	218098	20	VIK SS
PEMBINA	336098	7	ELRS
PEMBINA	106098	2	EDM
PEMBINA	176098	5	CARD SD
PEMBINA	218098	8	VIK SS
PEMBINA	300098	3	GLC SS
PEMBINA	336098	20	ELRS
PEMBINA	126098	20	BR
PEMBINA	336098	35	ELRS
PEMBINA	126098	21	BR
PEMBINA	312098	10	OST SS
PEMBINA	312098	20	OST
PEMBINA	336098	2	ELRS
PEMBINA	642098	3	PEK
PEMBINA	644098	12	NORD
PEMBINA	126098	53	BSL BR
PEMBINA	126098	50	BR
PEMBINA	248098	10	MANN
PEMBINA	432098	3	RK CK
PEMBINA	126098	45	BR
PEMBINA	126098	75	BR
PEMBINA	218098	15	VIK SS
PEMBINA	126098	26	BSL BR
PEMBINA	336098	42	ELRS
PEMBINA	124098	1	BSL BR
PEMBINA	126098	65	BSL BR
PEMBINA	218098	21	VIK SS
PEMBINA	336098	33	ELRS
PEMBINA	336098	54	BSL QTZ
PEMBINA	106098	10	EDM
PEMBINA	126098	105	BR
PEMBINA	126098	12	BSL BR
PEMBINA	300098	4	GLC SS
PEMBINA	310098	20	BSL QTZ
PEMBINA	642098	1	PEK
PEMBINA	126098	253	BR
PEMBINA	336098	902	BSL QTZ
PEMBINA	126098	76	BR
PEMBINA	312098	5	OST SS
PEMBINA	218098	9	VIK SS
PEMBINA	310098	21	ELRS
PEMBINA	336098	30	ELRS
PEMBINA	644098	10	BNFF
PEMBINA	336098	17	ELRS
PEMBINA	336098	8	ELRS
PEMBINA	126098	225	BR
PEMBINA	336098	903	BSL QTZ
PEMBINA	126098	24	BSL BR
PEMBINA	106098	8	EDM
PEMBINA	106098	15	EDM
PEMBINA	126098	110	BSL BR
PEMBINA	126098	263	BR
PEMBINA	126098	901	BR
PEMBINA	248098	12	MANN
PEMBINA	336098	15	ELRS
PEMBINA	336098	47	ELRS
PEMBINA	446015	0	JUR O
PEMBINA	644098	35	BNFF
PEMBINA	444098	5	NORD
PEMBINA	300098	12	GLC SS
PEMBINA	336010	0	ELRS J
PEMBINA	640098	5	SHUN
PEMBINA	218098	11	VIK SS
PEMBINA	432098	10	RK CK
PEMBINA	444098	3	NORD
PEMBINA	126098	25	BR
PEMBINA	336098	1	ELRS
PEMBINA	446019	0	JUR S
PEMBINA	642098	2	PEK
PEMBINA	300019	0	GLC S
PEMBINA	312098	30	OST SS
PEMBINA	696098	10	NIS
PEMBINA	126098	17	BSL BR

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
PEMBINA	126098	252	BSL BR
PEMBINA	250098	5	U MANN
PEMBINA	644098	1	BNFF
PEMBINA	126098	7	BR
PEMBINA	256098	2	CLNY
PEMBINA	106098	1	EDM
PEMBINA	250098	10	WBSK
PEMBINA	218001	0	VIK A
PEMBINA	306098	5	WBSK
PEMBINA	328098	901	MCM
PEMBINA	248098	1	MANN
PEMBINA	300098	10	GLC SS
PEMBINA	336098	11	ELRS
PEMBINA	336098	5	ELRS
PEMBINA	336098	10	ELRS
PEMBINA	218098	5	VIK SS
PEMBINA	250098	12	MANN
PEMBINA	300098	5	GLC SS
PEMBINA	326098	7	GETH
PEMBINA	326098	10	GETH
PEMBINA	348098	15	CADM
PEMBINA	446098	10	NORD
PEMBINA	250098	10	BLSK
PEMBINA	326098	12	GETH
PEMBINA	326098	2	GETH
PEMBINA	638098	901	ELTN
PEMBINA	218098	6	VIK SS
PEMBINA	638098	2	ELTN
PEMBINA	336098	1	ELRS
PEMBINA	326098	5	GETH
PEMBINA	326098	13	GETH
PEMBINA	250098	5	SPRT R
PEMBINA	304098	3	BLSK
PEMBINA	326098	11	GETH
PEMBINA	310098	4	CADM
PEMBINA	348098	5	CADM
PEMBINA	326098	5	GETH
PEMBINA	176098	1	CARD SD
PEMBINA	304098	1	BLSK
PEMBINA	326098	1	GETH
PEMBINA	612098	5	DBLT
PEMBINA	612098	6	DBLT
PEMBINA	310098	10	GETH
PEMBINA	250098	5	U MANN
PEMBINA	218011	0	VIK K
PEMBINA	310098	2	ELRS
PEMBINA	310098	15	ELRS
PEMBINA	310007	0	L MANN G
PEMBINA	310098	10	ELRS
PEMBINA	310098	5	BSL MANN
PEMBINA	310098	12	ELRS
PEMBINA	644098	5	BNFF
PEMBINA	336003	0	ELRS C
PEMBINA	326098	5	GETH
PEMBINA	304098	2	BLSK
PEMBINA	304098	10	BLSK
PEMBINA	306098	5	BLSK
PEMBINA	658098	5	WAB
PEMBINA	306098	10	BLSK
PEMBINA	304098	1	BLSK
PEMBINA	304098	3	BLSK
PEMBINA	500098	5	TRIA SYS
PEMBINA	218008	0	VIK H
PEMBINA	218009	0	VIK I
PEMBINA	218010	0	VIK J
PEMBINA	218098	13	VIK SS
PEMBINA	218098	43	VIK SS
PEMBINA	218098	11	VIK SS
PEMBINA	218098	38	VIK SS
PEMBINA	218098	39	VIK SS
PEMBINA	176098	5	CARD SD
PEMBINA	696098	10	NIS
PEMBINA	218098	30	VIK SS
PEMBINA	218098	15	VIK SS
PEMBINA	696098	5	NIS
PEMBINA	218098	8	VIK SS
PEMBINA	310098	5	L MANN
PEMBINA	248098	5	MANN
PEMBINA	250098	5	GLC SS
PEMBINA	556098	901	BLY
PEMBINA	778098	10	GLWD
PEMBINA	304098	10	BLSK
PEMBINA	304098	16	BLSK
PEMBINA	326098	5	GETH
PEMBINA	326098	10	GETH
PEMBINA	556098	5	BELL
PEMBINA	304098	15	BLSK
PEMBINA	326098	3	GETH
PEMBINA	326098	20	GETH
PEMBINA	228098	5	PR
PEMBINA	326098	15	GETH
PEMBINA	304098	5	BLSK
PEMBINA	218098	5	VIK SS
PEMBINA	326098	15	GETH
PEMBINA	326098	16	GETH
PEMBINA	310098	10	GETH

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
SAKWATMA	556098	5	BELL
SAKWATMA	756098	10	SW HL
SANGUDO	218098	5	VIK SS
SANGUDO	126098	11	BR
SANGUDO	444098	10	NORD
SANGUDO	126098	3	BR
SANGUDO	444098	5	NORD
SANGUDO	126098	7	BR
SANGUDO	126098	10	BR
SARAH	310098	15	ELRS
SARAH	126098	5	BR
SARAH	310098	5	L MANN
SAXON	326098	5	GETH
SAXON	348098	5	CADM
SAXON	348098	10	CADM
SAXON	326098	7	GETH
SEAL	612098	10	DBLT
SEAL	612001	0	DBLT A
SEAL	264098	5	SPRT R
SEAL	612098	15	DBLT
SEAL	612098	5	DBLT
SEAL	612098	2	DBLT
SEAL	612098	3	DBLT
SHADOW	264098	15	SPRT R
SHADOW	264098	10	SPRT R
SHADOW	264098	5	SPRT R
SIMONETE	192098	10	DUNV
SIMONETE	348098	5	CADM
SIMONETE	720098	5	LED
SIMONETE	192098	12	DUNV
SIMONETE	326098	4	GETH
SIMONETE	326098	901	L GETH
SIMONETE	228098	10	PR
SIMONETE	348098	10	CADM
SIMONETE	326098	7	GETH
SIMONETE	228098	5	PR
SIMONETE	326098	5	GETH
SIMONN	326098	5	GETH
SLAVE	640002	0	SHUN B
SMITH	262098	25	GRD RP
SMITH	262098	21	GRD RP
SMITH	306098	5	WBSK
SMITH	306098	8	WBSK
SMITH	306098	901	WBSK
SMITH	306098	902	WBSK
SMITH	306098	903	WBSK
SMITH	658098	15	WAB
SMITH	658098	16	WAB
SMITH	658098	17	WAB
SMITH	306098	6	WBSK
SMITH	262098	10	GRD RP
SMITH	262098	16	GRD RP
SMITH	262098	17	GRD RP
SMITH	262099		GRD RP
SMITH	262098	18	GRD RP
SMITH	262098	24	GRD RP
SMITH	256098	10	CLNY
SMITH	262098	15	GRD RP
SMITH	262098	28	GRD RP
SMITH	306098	3	WBSK
SMITH	350098	2	DETR
SMITH	262099		GRD RP
SMITH	306098	7	WBSK
SMITH	262098	22	GRD RP
SMITH	262098	20	GRD RP
SMITH	262098	27	GRD RP
SMITH	306001	0	WBSK A
SMITH	280098	1	CLWT SD
SMITH	350098	1	DETR
SPUR	256098	901	CLNY
SPUR	280098	901	CLWT
SPUR	248098	8	MANN
SPUR	250004	0	U MANN D
SPUR	250098	901	MCLR
SPUR	250098	902	L MCLR
SPUR	250098	25	MANN
SPUR	306098	5	GLC SS
SPUR	306098	10	WBSK
SPUR	250098	5	U MANN
SPUR	280098	902	CLWT
SPUR	250098	20	MANN
SPUR	280098	903	CLWT B
SPUR	248098	11	MANN
ST ANNE	644002	0	BNFF B
ST ANNE	644006	0	BNFF F
ST ANNE	444098	10	NORD
ST ANNE	300098	15	GLC SS
ST ANNE	444098	901	NORD
ST ANNE	300098	16	GLC SS
ST ANNE	300098	10	GLC SS
STEELE	250001	0	U MANN A
STEELE	262020	0	GRD RP T
STEELE	262021	0	GRD RP U
STEELE	248098	6	MANN
STEELE	248098	901	MANN
STEELE	218098	7	VIK SS

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
STEELE	262022	0	GRD RP V
STEEL.	262098	3	CLNY
STEELE	336098	1	ELRS
STEELE	256098	3	CLNY
STEELE	248098	8	MANN
STEELE	250098	20	U MANN
STEELE	218098	5	VIK SS
STEELE	250098	25	U MANN
STEELE	250098	15	U MANN
STEELE	250098	10	MANN
STEELE	218098	6	VIK SS
STEELE	262098	4	GRD RP
STEELE	256098	4	CLNY
STEELE	248098	7	MANN
STEWART	300098	5	GLC SS
STEWART	134098	1	PEK
STEWART	126098	901	BR
STEWART	218098	1	VIK SS
STEWART	310098	5	ELRS
STONY	336098	6	ELRS
STONY	336098	5	ELRS
STUR LK	326098	10	GETH
STUR LK	326098	15	GETH
STUR LK	560098	5	PM-PN SYS
STUR LK	720002	0	D3 B
STUR LK	778098	5	GLWD
STUR LKS	310098	5	L MANN
STUR LKS	326098	21	GETH
STUR LKS	326098	22	GETH
STUR LKS	326098	23	GETH
STUR LKS	348098	10	CADM
STUR LKS	500098	6	TRIA SYS
STUR LKS	500005	0	TRIA E
STUR LKS	720004	0	D-3 D
STUR LKS	500004	0	TRIA D
STUR LKS	326098	20	GETH
STUR LKS	560098	5	BELL
STUR LKS	326098	5	GETH
STUR LKS	326098	15	CADM
SUNSET	326098	5	BSL GETH
SUNSET	304098	5	BLSK
SWALWELL	126006	0	BR E
SWALWELL	126098	30	BR
SWALWELL	126098	40	BR
SWALWELL	218006	0	VIK F
SWALWELL	642098	15	PEK
SWALWELL	218005	0	VIK E
SWALWELL	218098	17	VIK SS
SWALWELL	126098	29	BR
SWALWELL	126098	43	BR
SWALWELL	640098	13	SHUN
SWALWELL	126098	37	BR
SWALWELL	126098	10	BR
SWALWELL	126098	20	BR
SWALWELL	720098	5	LED
SWALWELL	126098	44	BR
SWALWELL	126098	901	BR
SWANH	218098	1	VIK SS
SWANH	218098	5	VIK SS
SWANH	326098	10	GETH
SWANH	326098	5	GETH
SWANH S	326098	5	GETH
SYLAKE	106098	5	EDM
SYLAKE	186003	0	2WS C
SYLAKE	248098	4	U MANN
SYLAKE	248098	5	MANN
SYLAKE	300012	0	GLC L
SYLAKE	300098	5	GLC SS
SYLAKE	300098	10	GLC SS
SYLAKE	310098	1	ELRS
SYLAKE	310098	9	OST
SYLAKE	310098	10	BSL QTZ
SYLAKE	310098	12	ELRS
SYLAKE	310098	901	OST A
SYLAKE	310098	902	OST B
SYLAKE	312098	5	OST
SYLAKE	316098	5	OST SS
SYLAKE	316098	10	OST SS
SYLAKE	316098	21	OST SS
SYLAKE	334098	10	ELRS
SYLAKE	446002	0	JUR B
SYLAKE	446029	0	JUR CC
SYLAKE	446032	0	JUR FF
SYLAKE	446035	0	JUR II
SYLAKE	446098	55	JUR SYS
SYLAKE	446098	62	RK CX
SYLAKE	642098	7	PEK
SYLAKE	642098	20	PEK
SYLAKE	642098	13	PEK
SYLAKE	640098	11	SHUN
SYLAKE	446098	60	JUR SS
SYLAKE	316098	901	OST
SYLAKE	126001	0	BR A
SYLAKE	300098	11	GLC SS
SYLAKE	316016	0	OST P
SYLAKE	446022	0	JUR V

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
SYLAKE	446024	0	JUR X
SYLAKE	446033	0	JUR GG
SYLAKE	446098	65	JUR SS
SYLAKE	176002	0	CARD B
SYLAKE	300006	0	GLC F
SYLAKE	446009	0	JUR I
SYLAKE	639007	999	ELTN-SHUN G
SYLAKE	310098	6	OST SS
SYLAKE	218098	15	VIK SS
SYLAKE	310098	33	ELRS
SYLAKE	310098	30	L MANN
SYLAKE	310098	28	OST
SYLAKE	310098	29	ELRS
SYLAKE	312098	15	OST SS
SYLAKE	640098	5	RUND
SYLAKE	316098	20	OST SS
SYLAKE	300098	13	GLC SS
SYLAKE	310098	2	BSL QTZ
SYLAKE	310098	26	OST SS
SYLAKE	446098	57	RK CK
SYLAKE	642098	25	PEK
SYLAKE	310098	23	BSL QTZ
SYLAKE	642098	27	PEK
SYLAKE	300098	3	MANN
SYLAKE	310098	5	OST SS
SYLAKE	310098	20	ELRS
SYLAKE	446098	63	JUR SS
SYLAKE	640098	12	SHUN
SYLAKE	640098	10	SHUN
SYLAKE	334098	901	BSL QTZ
SYLAKE	312098	35	OST
SYLAKE	640002	0	SHUN B
SYLAKE	310098	903	BSL QTZ
SYLAKE	642098	10	PEK
SYLAKE	310098	27	OST SS
SYLAKE	642098	14	PEK
SYLAKE	310098	25	OST SS
SYLAKE	310098	24	L MANN
SYLAKE	300098	901	GLAU
SYLAKE	446098	20	JUR SYS
SYLAKE	639098	5	ELTN-SHUN
TANGENT	228098	25	PR
TANGENT	304098	10	BLSK
TANGENT	500098	15	MONT
TANGENT	644098	5	BNFF
TANGENT	658098	19	WAB
TANGENT	500098	23	MONT
TANGENT	500098	16	MONT
TANGENT	500098	8	MONT
TANGENT	304098	20	BLSK
TANGENT	264098	16	SPRT R
TANGENT	264098	17	SPRT R
TANGENT	304004	0	BLSK D
TANGENT	500098	6	TRIA SYS
TANGENT	658027	0	D-1 AA
TANGENT	658028	0	D-1 BB
TANGENT	658033	0	D-1 GG
TANGENT	658105	0	D-1 EEE
TANGENT	500098	20	MONT
TANGENT	326003	0	GETH C
TANGENT	500098	2	TRIA SYS
TANGENT	304098	25	BLSK
TANGENT	500098	25	MONT
TANGENT	612098	3	DBLT
TANGENT	264098	5	SPRT R
TANGENT	304098	12	BLSK
TANGENT	500098	3	TRIA SYS
TANGENT	304098	7	BLSK
TANGENT	304098	26	BLSK
TELFORD	644098	10	BNFF
TELFORD	658098	5	WAB
THORSBY	126098	901	BR
THORSBY	336098	10	ELRS
THORSBY	312098	10	OST
THORSBY	336098	20	ELRS
THORSBY	336098	901	U BSL QTZ
THORSBY	336098	902	L BSL QTZ
THORSBY	334098	10	ELRS
THORSBY	334098	15	ELRS
THORSBY	334098	901	BSL QTZ
THORSBY	300098	15	GLC SS
THORSBY	300098	20	GLC SS
THORSBY	310098	5	ELRS
THORSBY	336098	15	ELRS
THREEHCX	126003	0	BR C
THREEHCX	126098	4	BR
THREEHCX	126098	15	BSL BR
THREEHCX	336002	0	ELRS B
THREEHCX	218098	5	VIK SS
THREEHCX	218098	16	VIK SS
THREEHCX	218098	10	VIK SS
THREEHCX	126098	5	BR
THREEHCX	218098	17	VIK SS
THREEHCX	126098	2	BR
THREEHCX	126098	10	BSL BR
THREEHCX	696098	5	NIS

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
THUNDER	218098	5	VIK SS
THUNDER	218098	10	VIK SS
THUNDER	310098	5	L MANN
THUNDER	446098	2	NORD
THUNDER	446098	1	NORD
THUNDER	336098	1	ELRS
THUNDER	126001	0	BR A
THUNDER	300098	1	GLC SS
TIELAND	310098	5	MCMY
TIMEU	218098	15	VIK SS
TIMEU	336098	5	ELRS
TIMEU	218098	10	VIK SS
TIMEU	218098	20	VIK SS
TIMEU	218098	17	VIK SS
TIMEU	336098	10	ELRS
TIMEU	218098	25	VIK SS
TIMEU	218098	30	VIK SS
TNDSTLL	218098	5	VIK SS
TNDSTLL	642098	15	PEK
TNDSTLL	126098	5	BSL BR
TNDSTLL	642098	5	PEK
TOMAHAWK	316098	10	OST SS
TOMAHAWK	312098	906	L OST
TOMAHAWK	300098	17	GLC SS
TOMAHAWK	312098	906	U OST
TOMAHAWK	214098	10	VIK SS
TOMAHAWK	316098	9	OST SS
TOMAHAWK	644098	1	BNFF
TOMAHAWK	300098	16	GLC SS
TOMAHAWK	300098	10	GLC SS
TONY CKN	218001	0	VIK A
TONY CKN	326098	20	BSL GETH
TONY CKN	500098	10	TRIA SYS
TONY CKN	326098	5	GETH
TONY CKN	500098	5	TRIA SYS
TONY CKN	310098	5	L MANN
TONY CKN	326098	1	GETH
TONY CKN	326098	21	GETH
TONY CKN	326098	15	BSL GETH
TORRINGTN	126098	5	BSL BR
TWINING	642099	1	PEK
TWINING	126098	5	BR
TWINING	126098	15	BR
TWINING	126098	51	BR
TWINING	218010	0	VIK J
TWINING	218012	0	VIK L
TWINING	218098	47	VIK SS
TWINING	218098	77	VIK SS
TWINING	310098	45	BSL QTZ
TWINING	218098	76	VIK SS
TWINING	218098	35	VIK SS
TWINING	126098	907	BSL BR
TWINING	218098	30	VIK SS
TWINING	218098	50	VIK SS
TWINING	310098	25	DETR
TWINING	610098	2	PEK
TWINING	642098	5	PEK
TWINING	310098	38	ELRS
TWINING	642098	11	PEK
TWINING	248098	5	MANN
TWINING	126098	35	BR
TWINING	250098	15	GLC SS
TWINING	218098	25	VIK SS
TWINING	126098	11	BR
TWINING	126098	27	BR
TWINING	218098	45	VIK SS
TWINING	126098	50	BR
TWINING	218098	7	VIK SS
TWINING	126098	45	BR
TWINING	336098	2	ELRS
TWINING	126098	17	BSL BR
TWINING	218098	9	VIK SS
TWINING	336098	6	ELRS
TWINING	126098	40	BR
TWINING	218098	38	VIK SS
TWINING	126098	52	BSL BR
TWINING	126007	0	BR G
TWINING	250098	10	BSL MANN
TWINING	642098	27	PEK
TWINING	126098	22	BR
TWINING	126060	1	BR K
TWINING	126060	2	BR L
TWINING	642099	0	PEK
TWINING	642098	10	PEK
TWOCK	248098	6	NOTI
TWOCK	248098	5	MANN
TWOCK	556098	5	BELL
UTIK LK	778005	0	GLWD E
UTIK LK	789037	0	KR SS KK
UTIK LK	248098	5	MANN
UTIK LK	264098	5	SPRT R
UTIK LK	264098	10	SPRT R
VALLEYVW	228098	5	PR
VALLEYVW	228098	10	PR
VALLEYVW	326098	10	GETH
VEGA	218098	10	VIK SS

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
VEGA	218098	21	VIK SS
VEGA	218098	20	VIK SS
VEGA	310098	10	ELRS
VEGA	300098	5	GLC SS
VEGA	310098	5	L MANN
VIRG	642098	4	PEK
VIRG	326098	10	GETH
VIRG	680098	1	BLUE
VIRG	326098	11	BSL GETH
VIRG	244098	10	L BL
WABASCA	306098	5	WBSK
WAHIGAN	192099	900	DUNV
WAHIGAN	176098	5	CARD SD
WAHIGAN	348098	10	CADM
WAHIGAN	211098	902	L COLO
WAHIGAN	266098	1	NOTI
WAHIGAN	348098	2	CADM
WAHIGAN	192098	10	DUNV
WAHIGAN	500098	5	TRIA SYS
WAHIGAN	192098	12	DUNV
WAHIGAN	192098	11	DUNV
WAHIGAN	348098	4	GETH
WAHIGAN	326098	6	GETH
WAHIGAN	304098	10	BLSK
WAHIGAN	326098	1	GETH
WAHIGAN	326098	5	GETH
WEALD	176098	10	CARD SD
WEALD	176098	5	CARD SD
WEALD	348098	5	CADM
WEASONE	218098	5	VIK SS
WEASONE	304098	5	BLSK
WESTLOCK	310098	35	L MANN
WESTLOCK	250098	21	GLC SS
WESTLOCK	316098	902	OST
WESTLOCK	218098	10	VIK SS
WESTLOCK	250098	20	U MANN
WESTLOCK	218098	13	VIK SS
WESTLOCK	310098	45	DETR
WESTLOCK	310098	40	BSL BL
WESTPEM	432098	5	RK CK
WESTPEM	310098	15	ELRS
WESTPEM	432098	901	RK CK
WESTPEM	310098	5	L MANN
WESTPEM	218098	901	VIKING
WESTPEM	432098	15	RK CK
WESTPEM	310098	6	ELRS
WESTPEM	680098	10	BLUE
WESTPEM	310098	2	ELRS
WESTRO S	300098	10	GLC SS
WESTRO S	300098	15	GLC SS
WESTRO S	312098	5	OST
WESTRO S	334003	0	BSL QTZ C
WESTRO S	642098	1	PEK
WESTRO S	644098	5	BNFF
WESTRO S	644098	10	BNFF
WESTRO S	658098	5	WAB
WESTRO S	316098	1	OST SS
WESTRO S	218098	1	VIK SS
WESTRO S	300002	0	GLC B
WESTRO S	126098	10	BR
WESTRO S	644098	2	BNFF
WESTRO S	300098	13	ELRS
WESTRO S	336098	10	ELRS
WESTRO S	336098	2	DETR
WESTRO S	300003	0	GLC C
WESTRO S	336098	15	ELRS
WESTRO S	336098	7	ELRS
WESTRO S	658098	4	WAB
WESTRO S	300098	5	GLC SS
WESTRO S	644098	11	BNFF
WESTRO S	248098	2	U MANN
WESTROSE	310098	10	ELRS
WESTROSE	300098	15	GLC SS
WESTROSE	310001	0	L MANN A
WESTROSE	336098	8	ELRS
WESTROSE	310098	22	OST
WESTROSE	336098	20	ELRS
WESTROSE	218098	1	VIK SS
WESTROSE	310098	17	ELRS
WHCOURT	126098	5	BR
WHCOURT	126098	10	BR
WHCOURT	218098	80	VIK SS
WHCOURT	642098	901	PEK
WHCOURT	446098	20	JUR SYS
WHCOURT	336098	1	ELRS
WHCOURT	446098	901	NORD
WHCOURT	446098	902	NORD
WHCOURT	218098	87	VIK SS
WHCOURT	218098	901	VIK 11-20
WHCOURT	446001	0	JUR A
WHCOURT	446098	10	NORD
WHCOURT	446098	30	NORD
WHCOURT	248002	0	MANN B
WHCOURT	444098	3	NORD
WHCOURT	642098	100	PEK
WHCOURT	218098	90	VIK SS

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
WHCOURT	248001	0	MANN A
WHCOURT	248098	10	L MANN
WHCOURT	248098	5	ELRS
WHCOURT	446007	0	JUR G
WHTHRS	176098	10	CARD SD
WHTHRS	326098	15	GETH
WHTHRS	432098	15	RK CK
WHTHRS	696001	0	NIS A
WHTHRS	696002	0	NIS B
WHTHRS	305098	901	GLAU B SS
WHTHRS	176098	5	CARD SD
WHTHRS	432098	10	RK CK
WHTHRS	432098	5	RK CK
WHTHRS	696098	6	NIS
WIDEWATR	310098	20	L MANN
WIDEWATR	310098	15	L MANN
WIDEWATR	336098	15	ELRS
WIDEWATR	336098	20	ELRS
WIDEWATR	789098	1	KR SS
WIDEWATR	336098	10	ELRS
WIDEWATR	218098	5	VIK SS
WIDEWATR	336098	5	ELRS
WIDEWATR	250098	10	U MANN
WIDEWATR	336098	25	ELRS
WIDEWATR	300098	5	GLC SS
WILDWOOD	218098	5	VIK SS
WILDWOOD	336098	10	ELRS
WILDWOOD	350098	5	DETR
WILDWOOD	642098	5	PEK
WILDWOOD	334001	0	BSL QTZ A
WILDWOOD	312098	20	OST SS
WILDWOOD	336098	5	ELRS
WILDWOOD	312098	5	OST SS
WILLGR	126098	2	BR
WILLGR	126098	25	BR
WILLGR	126098	36	BR
WILLGR	126098	38	BR
WILLGR	176098	31	CARD SD
WILLGR	218098	20	VIK SS
WILLGR	218098	902	VIKING
WILLGR	300098	10	GLC SS
WILLGR	300098	22	GLC SS
WILLGR	300098	25	GLC SS
WILLGR	312098	6	OST
WILLGR	334098	20	ELRS
WILLGR	334098	27	ELRS
WILLGR	334098	60	ELRS
WILLGR	432098	16	RK CK
WILLGR	444098	901	NORD
WILLGR	640002	0	SHUN B
WILLGR	642098	5	PEK
WILLGR	642098	6	PEK
WILLGR	444098	2	NORD
WILLGR	218098	901	VIK
WILLGR	300098	2	GLC SS
WILLGR	176098	15	CARD SD
WILLGR	176098	20	CARD SD
WILLGR	126051	0	BR YY
WILLGR	126052	0	BR ZZ
WILLGR	126098	8	BSL BR
WILLGR	432098	8	RK CK
WILLGR	126014	0	BR N
WILLGR	126018	0	BR R
WILLGR	126030	0	BR DD
WILLGR	126036	0	BR JJ
WILLGR	126049	0	BR WW
WILLGR	126098	15	BR
WILLGR	186002	0	ZWS B
WILLGR	186006	0	ZWS F
WILLGR	218028	0	VIK BB
WILLGR	218030	0	VIK DD
WILLGR	176098	30	CARD SD
WILLGR	640098	5	SHUN
WILLGR	310098	2	ELRS
WILLGR	640001	0	SHUN A
WILLGR	126098	5	BR
WILLGR	176098	36	CARD SD
WILLGR	176098	25	CARD SD
WILLGR	300098	17	GLC SS
WILLGR	336098	5	ELRS
WILLGR	126098	10	BSL BR
WILLGR	300098	26	GLC SS
WILLGR	432098	5	RK CK
WILLGR	432098	7	RK CK
WILLGR	640098	1	SHUN
WILLGR	432098	3	RK CK
WILLGR	432098	15	RK CK
WILLGR	640098	10	SHUN
WILLGR	126007	0	BR G
WILLGR	126098	32	BR
WILLGR	644098	1	BNFF
WILLGR	250098	2	GLC SS
WILLGR	312098	5	OST SS
WILLGR	334098	50	L MANN
WILLGR	432098	19	RK CK
WILLGR	300098	20	GLC SS

FIELD NAME	POOL CODE	SEQ	POOL NAME
WILLGR	126098	34	BSL BR
WILLGR	64098	10	PASK
WILLGR	432098	18	RK CK
WILLGR	334098	8	ELRS
WILLGR	336098	4	ELRS
WILSON C	300098	1	GLC SS
WILSON C	300098	907	GLAU
WILSON C	300098	910	GLAU
WILSON C	300098	912	GLAU
WILSON C	446098	1	NORD
WILSON C	644098	1	BNFF
WILSON C	300098	902	GLAU
WILSON C	300098	903	GLAU
WILSON C	300098	905	GLAU
WILSON C	126011	0	BR K
WILSON C	126012	0	BR L
WILSON C	300098	909	GLAU
WILSON C	126006	0	BR F
WILSON C	300098	911	GLAU
WILSON C	444098	1	NORD
WILSON C	218098	1	VIK SS
WILSON C	310098	1	ELRS
WILSON C	300098	904	GLAU
WILSON C	642098	2	PEK
WILSON C	300098	908	GLAU
WILSON C	444098	901	NORD
WILSON C	300098	901	GLAU
WILSON C	642098	902	PEK
WILSON C	642098	901	PEK
WIMBORNE	696098	10	NIS
WIMBORNE	218098	3	VIK SS
WIMBORNE	218098	5	VIK SS
WIMBORNE	126098	5	BR
WIMBORNE	126098	15	BSL BR
WIMBORNE	126098	6	BSL BR
WIMBORNE	696098	5	NIS
WIMBORNE	642098	5	PEK
WIMBORNE	642098	17	PEK
WINAGAMI	326098	5	GETH
WINAGAMI	556098	10	BELL
WINAGAMI	304098	10	BLSK
WINDFALL	218098	8	VIK SS
WINDFALL	310098	15	L MANN
WINDFALL	326098	10	BSL GETH
WINDFALL	640098	901	SHUN
WINDFALL	642098	901	PEK
WINDFALL	304098	5	BLSK
WINDFALL	218098	5	VIK SS
WINDFALL	500098	901	TRI
WINDFALL	250098	3	U MANN
WINDFALL	730098	1	DUVY
WINDFALL	326098	16	GETH
WINDFALL	126098	1	BR
WINDFALL	326098	15	GETH
WINDFALL	642098	2	PEK
WINDFALL	720098	7	LED
WINDFALL	720098	5	LED
WINDFALL	304098	2	BLUE
WINDFALL	670098	5	WINT
WIZARDLK	334098	30	BSL QTZ
WNYNDIE	176003	0	CARD C
WNYNDIE	326098	10	GETH
WNYNDIE	326098	5	BSL GETH
WOLF	556098	10	BELL
WOLF	176098	5	CARD SD
WOLF	326098	5	GETH
WOLF	326098	10	GETH
WOLF	556098	5	BELL
WOLF S	248098	1	MANN
WOLF S	640098	5	SHUN
WOLF S	186098	5	2WS
WOLF S	266098	6	NOTI
WOLF S	640098	10	SHUN
WOLF S	432098	5	RK CK
WORKMAN	126098	5	BR
WORKMAN	126098	10	BR
WST CV	444098	5	NORD
WST CV	444301	0	NORD-BNFF A
WST CV	444098	3	NORD
WST CV	126098	5	BR
WST CV	440098	2	NORD-BNFF
WVILLE	326098	1	GETH
WVILLE	556098	5	BELL
YELSTONE	218098	5	VIK SS

Appendix II

Large Pool Study

(contained on diskette)

Table 1 - Pool Categories based on Screening

Table 2 - Geological Data

Table 3 - Summary of Input/Output of Economic Program

Appendix III

Central Alberta Study

(contained on diskette)

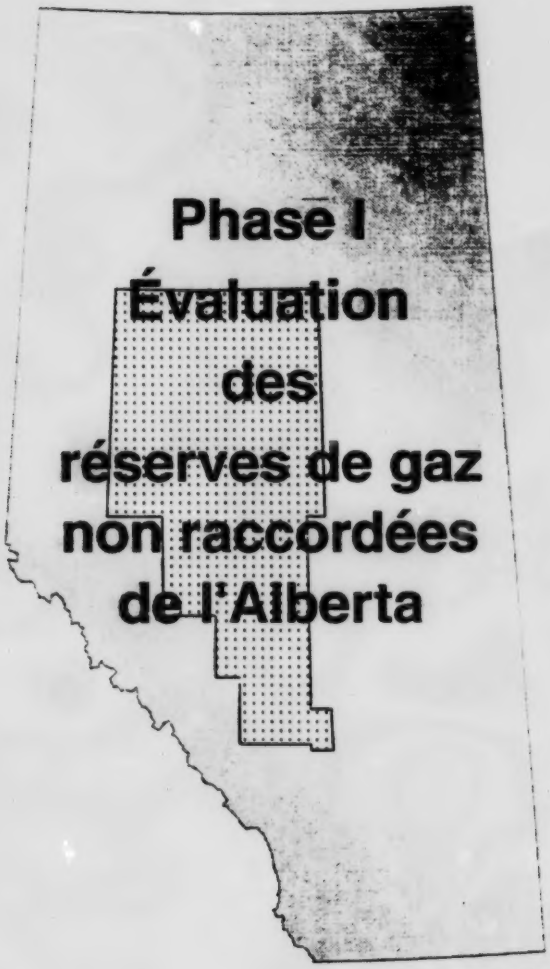
Table 1 - Geological Database

Table 2 - Engineering Database

Table 3 - AOF Study

Table 4 - Pool Performance Assessment

ÉTUDE DE L'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NON RACCORDÉ



Phase I
Évaluation des réserves de gaz non raccordées de l'Alberta

Office national de l'énergie

Direction des ressources énergétiques

Janvier 1995

National Energy Board

CANADA

Office national de l'énergie

November 7, 1995

À qui de droit,

Objet : Ébauche de document de l'ONÉ - Étude de l'approvisionnement en gaz non raccordé

Nous vous remercions de l'intérêt que vous portez à l'ébauche du rapport de l'Office national de l'énergie (ONÉ) intitulé *Étude de l'approvisionnement en gaz non raccordé, phase I - Évaluation des réserves non raccordées de l'Alberta.*

Dans le cadre de ses travaux analytiques étayant ses fonctions de réglementation et de consultation, l'Office entreprend régulièrement des études particulières dans le domaine de l'approvisionnement en pétrole ou en gaz. L'étude la plus récente traite des réserves de gaz non raccordées du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, et plus particulièrement des caractéristiques et de la viabilité économique d'une partie des réserves de gaz non raccordées de l'Alberta. Le présent rapport, qui représente la première phase de l'étude, comporte deux volets : premièrement, l'examen des 59 gisements non raccordés les plus importants de l'Alberta (ceux dont les réserves commercialisables initiales dépassent 500 10^6m^3); deuxièmement, une étude exhaustive de tous les gisements non raccordés (au nombre de 2 514) situés dans une région choisie du centre de l'Alberta. La présente analyse pourrait être étendue au reste du bassin lors d'études ultérieures.

Des résultats de l'analyse de l'ONÉ, il ressort que, pour des raisons économiques, 25 % des réserves des gisements les plus importants ne devraient pas faire partie des réserves établies. De plus, pour des raisons essentiellement techniques, 46 % des réserves établies restantes, non raccordées, de la région du centre de l'Alberta ne devraient pas faire partie des réserves.

La manière d'intégrer efficacement les résultats de la présente étude dans la base de données commune sur les réserves ERCB/ONÉ fait l'objet d'un examen approfondi. Qui plus est, l'extrapolation de ces travaux au reste de la province demande une étude supplémentaire qui sera dirigée par l'ERCB et l'ONÉ, en grande partie par l'entremise du *Joint Reserves Steering Group*. Ce groupe s'occupe des questions techniques relatives aux estimations des réserves ERCB/ONÉ.

Les commentaires sur ce rapport sont bienvenus et ils contribueront à planifier toute étude ultérieure sur ces questions ou sur des questions qui s'y rattachent. Ils doivent être envoyés au secrétaire de l'Office au plus tard le 31 mars 1995. Pour plus de renseignements, contactez Bruce Young, au (403) 299-3147, ou Cliff Gemeroy, au (403) 299-3138.

Veuillez agréer, mes salutations distinguées.

Le secrétaire,

J.S. Richardson

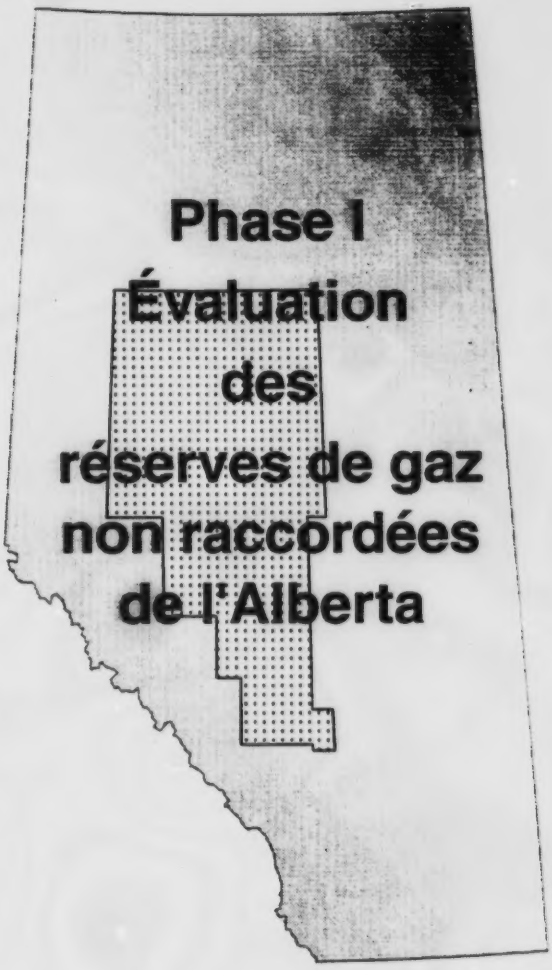
311 Sixth Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 3H2

311, sixième avenue s.-o.
Calgary (Alberta)
T2P 3H2

Telephone/Téléphone: (403)292-4800
Facsimilie/Télécopieur: (403)292-5503

TN 872/.C3/U53f
Canada. Office national de
Etude de
l'approvisionnement en
BJLD c. 1 aa

ÉTUDE DE L'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NON RACCORDÉ



Phase I
Évaluation des réserves de gaz non raccordées de l'Alberta

Office national de l'énergie
Direction des ressources énergétiques

Janvier 1995

NATIONAL ENERGY BOARD
LIBRARY
MAR 25 1996
OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
BIBLIOTHÈQUE

TN
872
.C3
U53f

CANADA

Office national de l'énergie

ÉTUDE DE L'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NON RACCORDÉ

Phase I - Évaluation des réserves de gaz non raccordées de l'Alberta

Janvier 1995

Direction des ressources énergétiques

Sommaire

L'Office national de l'énergie (ONÉ) distribue le présent document de travail dans le but d'obtenir les commentaires de l'industrie et des autres organismes gouvernementaux concernant l'étude qu'il a réalisée sur les réserves de gaz non raccordées du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC).

Ainsi que le montrent les Rapports sur l'offre et la demande d'énergie au Canada, les réserves non raccordées représentent une partie importante de la future capacité de production. Selon la base de données de l'ONÉ sur les réserves de gaz à la fin de 1992, il existe dans le BSOC environ 15 600 gisements de gaz non raccordés comparativement à 10 500 gisements productifs. Selon l'ONÉ, les gisements non raccordés contiennent 595 $10^9 m^3$ (21 $10^{12} pi^3$) de réserves commercialisables initiales (RCI), qui représentent 31 % des réserves établies restantes du BSOC. De plus, on s'attend à ce que ces réserves représentent 20 à 25 % de la productibilité totale de gaz du Canada d'ici 1997-1998.

L'ONÉ s'est inquiété du fait que les estimations actuelles des RCI pour les de gisements de gaz non raccordés sont surestimées et il a mis en doute la viabilité économique de ces réserves. Cette question a été soulevée lors de consultations techniques avec les représentants du secteur pétrolier en amont et de l'*Energy Resources Conservation Board* (ERCB) ainsi que dans une étude récente menée par l'Institut canadien de recherche énergétique (IREC) sur l'excédent de productibilité de gaz naturel. Compte tenu de l'importance que revêtent les gisements de gaz non raccordés pour les futures prévisions de l'offre de gaz - importance qu'a fait ressortir le resserrement récent de l'offre de gaz - il était justifié d'établir une évaluation sérieuse de cette partie de la base des ressources en gaz.

On a divisé l'étude des réserves de gaz non raccordées en deux analyses séparées. Dans la première analyse, on a examiné dans quelle mesure le raccordement des gisements non raccordés les plus importants de l'Alberta - ceux dont les RCI excèdent 500 $10^6 m^3$ (17,7 $10^9 pi^3$) - est viable. Cette sélection a donné un échantillon de 59 gisements de gaz, totalisant des RCI de 48,8 $10^9 m^3$ (1,7 $10^{12} pi^3$), soit 8 % du gaz total non raccordé. Dix de ces 59 gisements, représentant 7,9 $10^9 m^3$ (0,2 $10^{12} pi^3$), sont actuellement classés parmi les gisements dont l'exploitation a été arrêtée.

De la première analyse, il ressort que 75 % des RCI de 48,8 $10^9 m^3$ (1,7 $10^{12} pi^3$), ou 36,8 $10^9 m^3$ (1,3 $10^{12} pi^3$), devraient être concurrentiels à un prix du gaz de 2 $ le gigajoule (GJ).

Dans la deuxième analyse, on ne pouvait s'acquitter de l'énorme tâche qui consistait à examiner tous les gisements non raccordés restants et on a réduit l'analyse à l'étude d'une région moins étendue. On a choisi une région du centre de l'Alberta en raison de sa grande variété de conditions de surface, d'horizons géologiques et d'infrastructures. Dans cette région,se trouvent 2 514 gisements non raccordés, contenant des RCI s'élevant à 116,8 $10^9 m^3$ (4,2 $10^{12} pi^3$) ou 20 % du total non raccordé du bassin. L'analyse du centre de l'Alberta a été complétée par un examen détaillé des résultats des essais de mesure absolue à sondage ouvert (AOF) et par une analyse du rendement de tous les gisements qui ont été raccordés dans cette région au cours des trois dernières années, ce qui permettra de prévoir les futurs rendements.

Les résultats de l'analyse du centre de l'Alberta ont une influence importante sur l'estimation des réserves de gaz non raccordées. L'examen géologique initial a montré que 26 % des gisements de gaz non raccordés situés dans cette région ne comportent pas de réserves. Cette constatation fait baisser les RCI totales de 25 %. De plus, les RCI ont été réévaluées à la baisse dans une proportion de 17 % à la suite d'études géologiques plus poussées ou de la modification des facteurs de récupération. L'analyse économique n'a pas influencé grandement les résultats, car la diminution des réserves qu'elle a entraînée ne représente que 4 % des réserves qui restaient à analyser.

En résumé, les réserves de gaz non raccordées des gisements considérés dans l'analyse du centre de l'Alberta sont donc vraiment surestimées et il faut donc les réduire de 46 %. Cette réduction résulte principalement de facteurs techniques. Par conséquent, la réduction des réserves est permanente et elle ne changerait probablement pas si les conditions économiques s'amélioraient.

Si l'on suppose que l'impact possible de la réduction des réserves sur le bassin est aussi important que l'indique cette analyse, le total des RCI non raccordées du bassin s'élèverait à 330 $10^9 m^3$ (11,7 $10^{12} pi^3$) plutôt qu'aux 595 $10^9 m^3$ (21,0 $10^{12} pi^3$) estimés. Cela retranche par conséquent 265 $10^9 m^3$ (9,3 $10^{12} pi^3$) des prévisions de la future capacité de production, ce qui la rend davantage tributaire des futures additions aux réserves, qui combleraient cette insuffisance. Il faut noter que l'extrapolation de résultats tels que ceux-ci représente plus une tendance qu'une issue probable.

Compte tenu des caractéristiques particulières de chaque région et de la difficulté d'étendre ces données à l'ensemble du bassin, il faut être prudent dans l'évaluation de la partie des réserves estimatives réelles qu'il faut attribuer aux réserves non raccordées. Par conséquent, des régions comme le nord-est de la Colombie-Britannique, ainsi que le sud-est et le nord de l'Alberta, devraient faire l'objet d'analyses ultérieures. L'ONÉ pèse actuellement le pour et le contre de ces analyses.

L'ONÉ souhaite recevoir des commentaires sur la méthode utilisée dans le présent rapport ainsi que sur les résultats, les conclusions et les recommandations qui s'y rattachent. Pour la commodité du lecteur et dans le but d'encourager la poursuite des recherches dans ce domaine, nous avons joint au rapport, sous forme électronique, l'ensemble des cartes, des tableaux, des tableurs et des données brutes dérivés de nos analyses.

Table des matières

Liste des tableaux ..... (ii)

Liste des figures ..... (ii)

Liste des annexes ..... (iii)

Abréviations ..... (iv)

Introduction 1

Analyse des gisements importants 5
2.1 Portée 5
2.2 Calcul et productibilité des réserves 6
2.3 Coût en capital et coût d'exploitation 6
2.4 Conclusions et recommandations 7

Analyse du centre de l'Alberta 8
3.1 Portée 8
3.2 Calcul des réserves 8
3.3 Productibilité 12
3.4 Coûts en capital et coûts d'exploitation 12
3.5 Évaluation du rendement des gisements 13
3.6 Analyse économique 14
3.7 Conclusions 17
3.8 Conséquences 17
3.9 Recommandations 18

Liste des tableaux

Tableau 2-1
Gisements importants - Sommaire 6
Tableau 3-1
Analyse du centre de l'Alberta
Gisements et diminution des réserves 9
Tableau 3-2
Comparaison des rapports ONÉ/ERCB par région 11
Tableau 3-3
Évaluation du rendement des gisements 14

Liste des figures

Figure 1 Tableau d'assemblage de la région éudiée de l'approvisionnement en gaz non raccordé ... 2
Figure 2 Schéma de l'étude de l'approvisionnement en gaz non raccordé 3
Figure 3 Tableau d'assemblage de l'étude des gisements importants 5
Figure 4 Tableau d'assemblage de la région de l'étude du centre de l'Alberta 8
Figure 5 Répartition des gisements étudiés par horizon 9
Figure 6 Différences de gaz en place par horizon 10
Figure 7 Répartition des projets en fonction de la taille des réserves 14
Figure 8 Courbes des coûts de l'offre 15
Figure 9 Coûts en capital et réserves types 15
Figure 10 Coûts de l'offre par région de l'ERCB 15
Figure 11 Seuil de rentabilité des réserves de gaz brut 16

Liste des annexes

Annexe I 19
Liste des gisements 19
Annexe II 20
Analyse des gisements importants 20
Annexe III 21
Analyse du centre de l'Alberta 21

Abréviations

Voici les abréviations normalisées, concernant les unités de mesure et les industries, utilisées dans le présent rapport :

AOF	*mesure absolue à sondage ouvert*
10^9pi^3	*milliard de pieds cubes*
DST	*essai aux tiges*
GEP	*gaz en place*
GJ	*gigajoule*
RCI	*réserves commercialisables initiales*
10^3pi^3	*millier de pieds cubes*
10^6pi^3	*million de pieds cubes*
m^3/j	*mètre cube par jour*
ÉMGN	*Évaluation des marchés du gaz naturel*
PEEP	*Programme d'évaluation économique des ressources pétrolières*
PSAC	*Petroleum Services Association of Canada*
SYSDEL	*modèle de productibilité de l'ONÉ*
$10^{12}pi^3$	*billion de pieds cubes*
BSOC	*bassin sédimentaire de l'Ouest canadien*

Chapitre 1

Introduction

Dans le cadre de la surveillance continue qu'exerce l'Office national de l'énergie (ONÉ) sur l'offre de gaz naturel, la Direction des ressources énergétiques a entrepris une étude sur les gisements de gaz non raccordés, visant à évaluer la qualité et le volume des réserves, leur viabilité économique et leur contribution potentielle à l'ensemble de l'offre de gaz au Canada. L'ONÉ rapporte d'importantes réserves de gaz dans les gisements non raccordés. Ces réserves représentent une part importante de la future capacité de production, ainsi qu'en témoignent les rapports de l'ONÉ sur l'offre et la demande.

Les puits associés aux gisements de gaz non raccordés dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) sont actuellement classés en puits obturés ou provisoirement fermés, et certains d'entre eux ont ce statut depuis bientôt 40 ans. La production de gaz est arrêtée pour de nombreuses raisons comme le fait que, jusqu'à récemment, la demande de gaz naturel ait été insuffisante pour nécessiter le raccordement d'une grande partie de ces gisements. Parmi les autres raisons, citons les problèmes liés au site du gisement, comme la distance qui le sépare des réseaux de collecte et des infrastructures existantes, l'accès rendu difficile par l'éloignement du site, les conditions environnementales délicates ou le manque d'installations de traitement du gaz acide à proximité des gisements de gaz acide. Finalement, on peut citer une raison indirecte provenant du fait que ces puits sont souvent utilisés pour obtenir et maintenir des droits fonciers, car les puits obturés n'entraînent que des obligations financières minimes pour les exploitants.

Selon la base de données de l'ONÉ sur les réserves de gaz à la fin de 1992, il existe dans le BSOC environ 15 600 gisements de gaz non raccordés comparativement à 10 500 gisements productifs. Selon l'ONÉ, les gisements non raccordés contiennent 595 $10^9 m^3$ (21 $10^{12} pi^3$) de réserves commercialisables initiales (RCI), qui représentent 31 % des réserves établies restantes du BSOC. De plus, on s'attend à ce que ces réserves représentent 20 à 25 % de la productibilité totale de gaz du Canada d'ici 1997-1998.

L'ONÉ s'est inquiété du fait que les estimations actuelles des RCI pour les gisements de gaz non raccordés sont surestimées et il a mis en doute la viabilité économique de ces réserves. Cette question a été soulevée lors de consultations techniques avec les représentants du secteur pétrolier en amont et de l'*Energy Resources Conservation Board* (ERCB) ainsi que dans une étude récente menée par l'Institut canadien de recherche énergétique (IREC)[1] sur l'excédent de productibilité de gaz naturel. Compte tenu de l'importance que revêtent les gisements de gaz non raccordés pour les futures prévisions de l'offre de gaz - importance qu'a fait ressortir le resserrement récent de l'offre de gaz - il était justifié d'établir une évaluation sérieuse de cette partie du capital-ressources en gaz.

Les gisements de gaz non raccordés sont éparpillés dans tout le bassin, mais une partie d'entre eux est concentrée en Alberta. L'Alberta contient 14 845 gisements non raccordés, qui représentent 513 $10^9 m^3$ (18,1 $10^{12} pi^3$) de RCI. Par comparaison, il y a, en Colombie-Britannique, 623 gisements non raccordés

---

[1] Peter T. Linder, *Survey of Canadian Natural Gas Deliverability and Production 1991-1996* (Étude de la productibilité et de la production de gaz naturel canadien 1991-1996).

contenant 77 10^9 m^3 (2,7 $10^{12}pi^3$) de RCI et, en Saskatchewan, 129 gisements non raccordés contenant 4 10^9m^3 (0,1 $10^{12}pi^3$) de RCI. En Alberta, 20 % des gisements non raccordés contiennent du gaz acide et, en Colombie-Britannique, cette proportion passe à 56 %, ce qui correspond à des RCI respectives de 180 10^9m^3 (6,4 $10^{12}pi^3$) et 54 10^9m^3 (1,9 $10^{12}pi^3$).

En moyenne, la taille des gisements est petite comparée à celle des gisements productifs. En Alberta, la taille moyenne d'un gisement non raccordé est de 35 10^6m^3 (1,2 10^9pi^3) par rapport à 303 10^6m^3 (10,8 10^9pi^3) pour les gisements productifs. En Colombie-Britannique, la taille moyenne d'un gisement non raccordé est de 123 10^6m^3 (4,4 10^9pi^3) par rapport à 267 10^6m^3 (9,5 10^9pi^3) pour les gisements productifs.

Portée

On a divisé l'étude des réserves de gaz non raccordées en deux analyses séparées. Dans la première analyse, on a examiné dans quelle mesure le raccordement des gisements non raccordés les plus importants de l'Alberta - ceux dont les RCI excèdent 500 10^6m^3 (17,7 10^9pi^3) - est viable. Cette sélection a donné un échantillon de 59 gisements (figure 1) totalisant des RCI de 48,8 10^9m^3 (1,7 $10^{12}pi^3$), soit 8 % de l'ensemble du gaz non raccordé.

La deuxième analyse a été axée sur l'étude des gisements plus petits de l'Alberta. Compte tenu de l'ampleur de la tâche, il ne pouvait être question d'étudier tous les gisements non raccordés restants, et on a donc limité l'analyse à l'étude d'une région moins étendue. On a choisi une région du centre de l'Alberta (figure 1) en raison de sa grande variété de conditions de surface, d'horizons géologiques et d'infrastructures telles que des usines de gaz, des réseaux de collecte et la capacité pipelinière. Dans cette région se trouvent 2 514 gisements non raccordés contenant du gaz non corrosif et du gaz acide. Les réserves totales non raccordées de cette région atteignent 116,8 10^9m^3 (4,2 $10^{12}pi^3$), ce qui représente 20 % du total non raccordé du bassin.

Figure 1 Tableau d'assemblage de la région éudiée de l'approvisionnement en gaz non raccordé

On a complété l'analyse du centre de l'Alberta par l'examen détaillé des rapports sur la mesure absolue à sondage ouvert (AOF) de 160 des 2 514 gisements, de manière à disposer d'une meilleure connaissance des rendements de récupération.

L'analyse a été étoffée par l'évaluation du rendement de tous les gisements productifs (284) situés dans la région de l'analyse du centre de l'Alberta, qui ont été raccordés entre 1990 et 1993. On a effectué cette étude en vue de confirmer les ajustements des facteurs de récupération proposés dans l'étude AOF.

Chaque étude utilisait une démarche multidisciplinaire : un examen géologique qui permettait de vérifier les estimations de volumes et de déterminer la qualité des réservoirs, un examen technique qui permetait d'estimer les réserves commercialisables et la productibilité, et enfin une analyse du coût de l'offre qui indiquait la viabilité économique de chaque projet.

L'analyse économique était basée sur le concept du coût privé de l'offre, qui exprime les dépenses associées à l'exploitation des ressources sous forme d'un coût uniformisé par unité de production. Les principaux éléments du coût sont : le coût en capital associé à la mise en valeur, le coût de production, les taxes fédérales et provinciales, les redevances sur les ressources et le rendement minimum exigé. Dans cette analyse, toutes les dépenses encourues antérieurement, comme les coûts d'exploration, sont exclues. D'autres hypothèses posées sont importantes, comme la date de démarrage, identique pour tous les gisements, l'imposition qui se fait sur le revenu exigible et le taux d'actualisation de 10 % qui reflète le coût à long terme du capital.

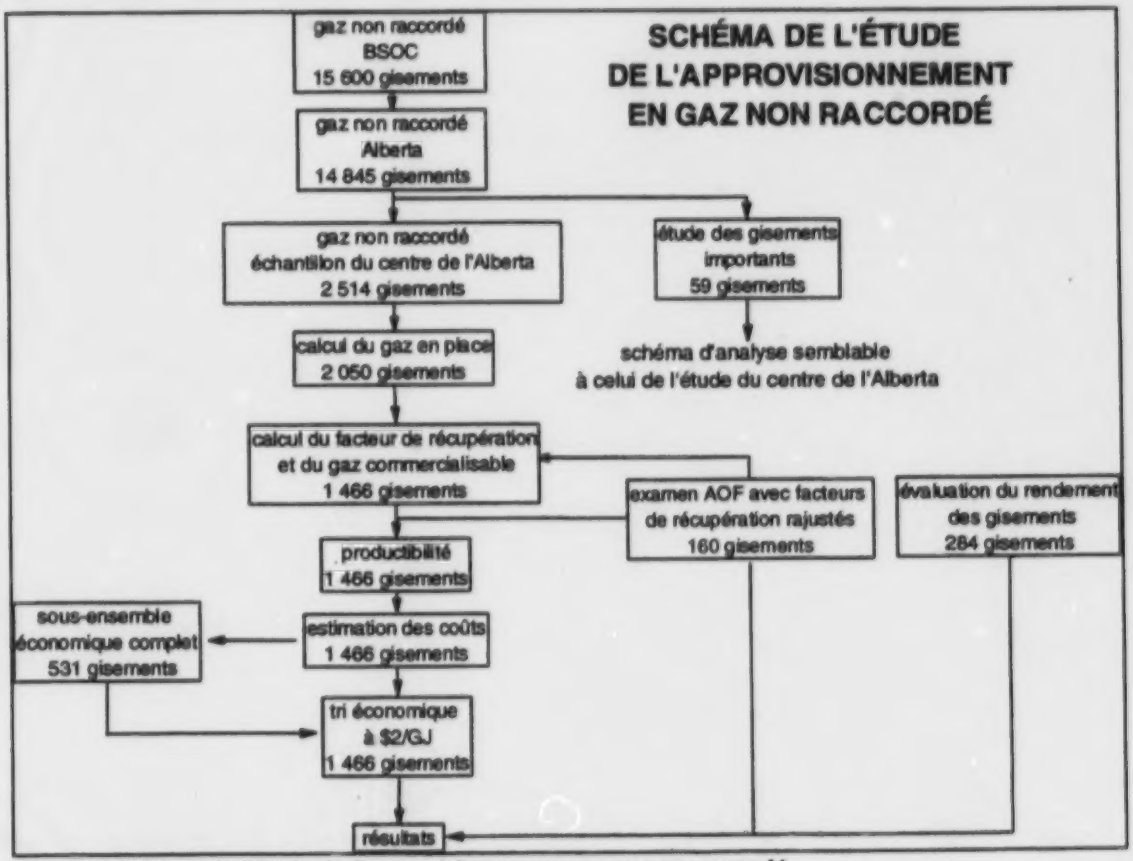


Figure 2 Schéma de l'étude de l'approvisionnement en gaz non raccordé

On a calculé les coûts de l'offre à l'aide du Programme d'évaluation économique des ressources pétrolières. Dans ce modèle de flux monétaire, on se base sur la comparaison entre les profils du revenu et du coût actualisés pendant toute la durée de vie de chaque projet pour calculer les indicateurs économiques tels que le coût de l'offre, la valeur actualisée nette, le taux de rendement et la période de récupération. Dans ce modèle, on calcule deux éléments sensibles aux prix, les taxes et les redevances, indépendamment des prévisions des prix[1].

Étant donné le moment choisi pour effectuer les analyses, il a fallu utiliser la base de données de l'ONÉ sur les réserves de gaz naturel à la fin de 1991, qui est largement fondée sur les données de l'ERCB concernant les gisements non raccordés. La figure 2 présente la répartition des gisements et des RCI ainsi qu'un schéma d'avancement de l'étude.

---

1 On y arrive en calculant les taxes et les redevances basées sur des coûts de l'offre estimatifs par un procédé itératif qui mène à la convergence des valeurs actualisées des profils du revenu et du coût. Le prix uniformisé auquel les deux valeurs sont égales est le coût de l'offre.

Chapitre 2

Étude des gisements importants

2.1 Portée

Cette étude a pour but d'examiner la viabilité économique du raccordement éventuelle des gisements non raccordés les plus importants de l'Alberta. Dans le cadre de l'analyse, seuls les gisements dont les RCI excèdent 500 10^6m^3 (17,7 10^9pi^3) ont été étudiés.

Selon la base de données de 1991 de l'ERCB sur les réserves de gaz, il y a 59 gisements non raccordés dont les RCI excèdent 500 10^6m^3 (17,7 10^9pi^3). Ces gisements sont dispersés (figure 3), mais la plupart d'entre eux sont concentrés dans la partie occidentale de la province. Le total des réserves de gaz utilisé aux fins de cette analyse s'élevait à 48,8 10^9m^3 (1,7 $10^{12}pi^3$).

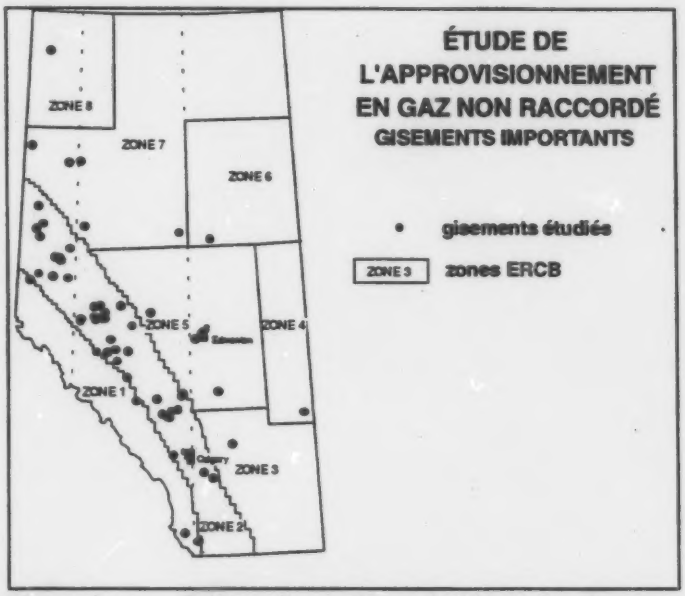


Figure 3 Tableau d'assemblage de l'étude des gisements importants

L'étude a été divisée en deux parties, le tri des 59 gisements visant, d'une part, à éliminer ceux qui n'exigeaient aucun examen et, d'autre part, à mener les analyses géologiques, techniques et économiques détaillées de ceux qui restaient. Le tri a éliminé des gisements qui sont désormais raccordés ou qui devraient l'être dans un proche avenir parce qu'il a été jugé rentable de les faire produire. Le tri initial a également identifié dix gisements abandonnés, qui représentent 7,9 10^9m^3 (0,3 $10^{12}pi^3$) de RCI.

Au cours de l'étude, on a examiné en détail les facteurs suivants : la propriété des réserves, la situation des réserves, les essais de production, le nombre de puits creusés, la topographie, l'accès aux pipelines, les besoins de traiter le gaz, l'infrastructure existante et l'estimation des coûts d'installation nécessaires pour que ces gisements deviennent productifs.

Chaque gisement abandonné a été évalué séparément en vue de sa remise en exploitation éventuelle dans un avenir prévisible. Après avoir consulté les exploitants et examiné soigneusement les données, on n'a déplacé qu'un seul gisement, de la catégorie des gisements abandonnés à celle des gisements à analyser en vue de leur viabilité économique éventuelle.

2.2 Calcul des réserves et productibilité

Les gisements qui font l'objet de la présente étude sont principalement situés dans les horizons profonds des réservoirs du BSOC, des sables Gilwood du dévonien moyen aux grès Mannville du crétacé inférieur (annexes I et II).

On a évalué chaque gisement séparément en examinant les essais aux tiges (DST), les contacts gaz-eau, la géologie et les paramètres du réservoir, l'historique de l'achèvement, les essais AOF, la surface et la forme du gisement et les données sur des gisements semblables. En se basant sur ces données, on a vérifié les réserves initiales de gaz en place et attribué des facteurs de récupération. Dans les cas où le facteur de contraction subissait des ajustements, c'est en général parce que les valeurs des teneurs en gaz acide et en liquides du gisement étaient plus élevées que celles prévues dans la base de données.

On a également procédé à l'évaluation des puits aptes à produire, du nombre de puits creusés par région, des puits perforés à intervalles et mis à l'essai, ainsi que des nombreux puits intercalaires futurs. On a évalué les problèmes des réservoirs qui risquent d'avoir une influence sur la productibilité et examiné soigneusement la qualité des données AOF. Les besoins en compression ont également été étudiés. SYSDEL, le modèle de productibilité de l'ONÉ, a permis d'obtenir des profils de capacité de production en vue de l'analyse économique.

2.3 Coût en capital et coût d'exploitation

On a analysé vingt-trois gisements de gaz non raccordés en vue de déterminer leur viabilité économique (tableau 2-1). On a déterminé les coûts liés à chaque gisement en se basant sur la proximité du réseau pipelinier NOVA et d'une usine de traitement existante. Au besoin, on a inclus les coûts d'une nouvelle installation de traitement. Des données ont été compilées concernant les réseaux

Tableau 2-1
Gisements importants - Sommaire

catégorie de gisement	nombre de gisements	RCI selon l'ERCB $10^9 m^3$ ($10^{12} pi^3$)	nombre de gisements rentables	réserves rentables $10^9 m^3$ ($10^{12} pi^3$)	réserves rentables en %
non raccordés	23	14,8 (0,5)	16	10,7 (0,4)	72,2
en production et raccord prévus	26	26,1 (0,9)	26	26,1 (0,9)	100
abandonnés	10	7,9 (0,3)	0	0	0
totaux	**59**	**48,8 (1,7)**	**42**	**36,8 (1,3)**	**75,4**

de collecte et les installations de traitement existantes, le réseau NOVA et les coûts généraux de branchement, y compris celles d'une étude menée par l'ONÉ sur les frais de traitement du gaz. On a utilisé des cartes topographiques de chaque région en vue d'évaluer les caractéristiques qui peuvent influencer les coûts d'installation d'un pipeline.

Les coûts d'installation nécessaires au raccordement des réserves ont été divisés en coûts en capital (achèvement, abandon, coût d'une usine de traitement ou d'un compresseur) et en coûts d'exploitation (coûts d'exploitation fixes et variables du puits et de l'usine, et frais de traitement). Les coûts d'abandon et de forage de nouveaux puits ont été basés sur les données de l'ERCB. Les coûts d'achèvement ont été basés sur la situation, la profondeur de la formation et le type d'achèvement. Les coûts de collecte, qui comprennent les coûts des déshydrateurs, des séparateurs, des réchauffeurs de conduite, des appareils de traitement aux amines, des compresseurs et des stations de comptage, ont été basés sur les données publiées dans l'industrie. Les estimations des rendements en sous-produits ont été déduites de l'analyse du gaz de chaque gisement et des corrélations que l'on trouve dans l'industrie.

Un sommaire de toutes les prévisions de coût et de capacité de production a été entré dans l'analyse économique. L'annexe II présente les résultats de l'analyse.

2.4 Conclusions et recommandations

1. L'analyse économique menée pour 23 gisements indique que 10,7 $10^9 m^3$ (0,4 $10^{12} pi^3$) des RCI, soit 72 % des 14,8 $10^9 m^3$ (0,5 $10^{12} pi^3$) contenus dans 16 gisements, sont rentables au prix du gaz de 2 $/GJ (tableau 2-1).

2. Après avoir inclus 26 gisements qui produisent actuellement ou qui seront certainement raccordés et ceux abandonnés, 75 % ou 36,8 $10^9 m^3$ (1,3 $10^{12} pi^3$) des RCI de 48,8 $10^9 m^3$ (1,7 $10^{12} pi^3$) des 59 gisements sont rentables au prix du gaz de 2 $/GJ.

3. Les réserves attribuées aux gisements abandonnés devraient être retirées de la base de données commune ONÉ/ERCB.

Chapitre 3

Étude du centre de l'Alberta

3.1 Portée

Dans l'étude des gisements du centre de l'Alberta, on a examiné tous les gisements non raccordés se trouvant dans une région choisie du centre de l'Alberta (figure 4). La région étudiée a été choisie en raison de sa grande variété de conditions de surface, d'horizons géologiques et d'infrastructures, telles que des installations de traitement de gaz, des réseaux de collecte et la capacité pipelinière. L'étude comporte l'examen détaillé des gisements qui permet de calculer (a) les réserves initiales de GEP et les RCI, (b) la productibilité et (c) les coûts pertinents reliés à la mise en production de ces réserves ainsi que la viabilité économique déterminée en fonction des coûts de l'offre.

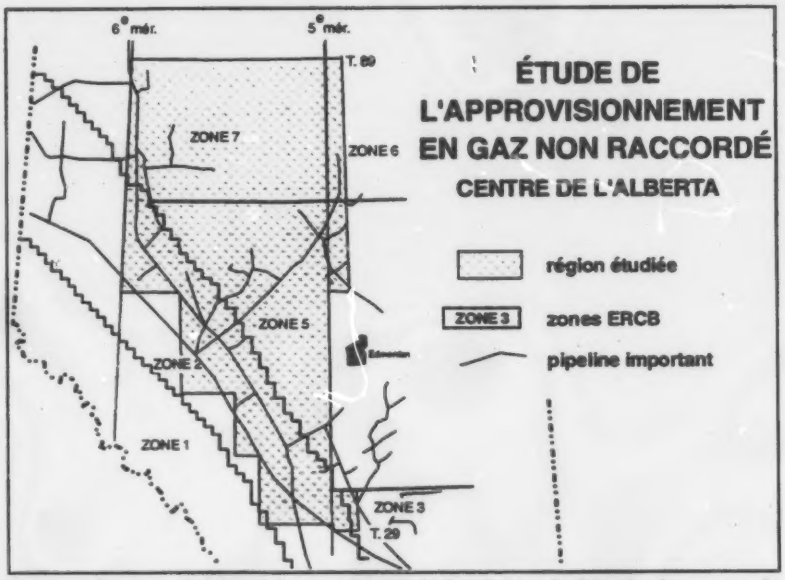


Figure 4 Tableau d'assemblage de la région de l'étude du centre de l'Alberta

3.2 Calcul des réserves

Les gisements du centre de l'Alberta qui ont fait l'objet de l'étude présentent la plupart des horizons des réservoirs du BSOC, allant des carbonates dévoniens de Beaverhill Lake aux grès tertiaires de Paskapoo. La structure des gisements comprend ausi bien le type de gisement peu profond des plaines que l'on rencontre dans l'est que les «bassins profonds» situés plus à l'ouest et les gisements des piémonts que l'on trouve à l'extrémité occidentale de la région étudiée. La figure 5 présente la répartition des gisements étudiés par horizon. Le lecteur trouvera la liste des gisements aux annexes I et III.

Un premier tri a révélé que 387 gisements (tableau 3-1) sont actuellement raccordés et en production. De plus, 77 gisements de gaz dissous ont été retirés des réserves parce que, selon les statistiques de la production, ils sont pour la plupart en production.

On a examiné les diagraphies, les données d'analyse provenant des carottes et les données pertinentes concernant chaque puits de chacun des 2 050 gisements restants pour déterminer si ces puits sont productifs et pour calculer leur porosité ainsi que leur saturation en eau. On a déterminé et enregistré la présence de toute interface fluide. On a également enregistré les résultats indiquant l'existence de problèmes tels que la récupération d'importantes quantités d'eau ou les fortes chutes de pression lors des essais de remontée de pression. En se basant sur cette analyse initiale, on a attribué des réserves nulles à certains gisements lorsqu'il était justifié de le faire, ce qui était le cas de 538 gisements, représentant une réduction des RCI de 24,8 %.

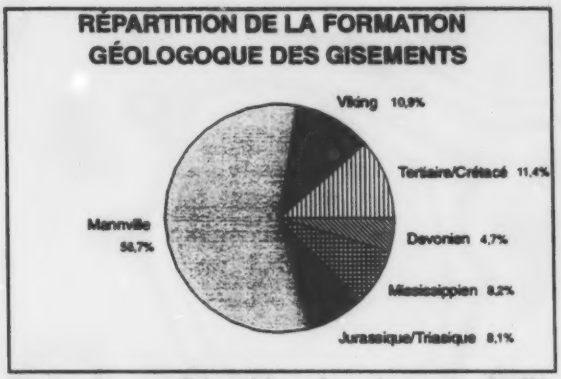


Figure 5 Répartition des gisements étudiés par horizon

Tableau 3-1
Étude du centre de l'Alberta
Diminution du nombre de gisements et des réserves

	RCI selon l'ERCB 10^9m^3 ($10^{12}pi^3$)	nombre de gisements	réserves (%)		RCI selon l'ONÉ 10^9m^3 ($10^{12}pi^3$)
			diminution	restantes	
total initial	116,8 (4,15)	2 514			
gisements de gaz dissous	1,3 (0,05)	77			
raccordés récemment	22,6 (0,80)	387			
à étudier	**92,9 (3,28)**	**2 050**		100	
comptés deux fois	0,8 (0,03)	46	0,9	99,1	
réserves nulles	23,0 (0,82)	538	24,8	74,3	
réservés pour étude détaillée	**69,1 (2,45)**	**1 466**		**74,3**	
autre révision des réserves		1 466	16,3	58,1	54,0 (1,9)
analyse économique		1 163	4,1	54,0	50,2 (1,8)

Dans les cas de gisements comptés deux fois, c'est-à-dire lorsque la banque de données attribuait le même réservoir à deux gisements distincts, les réserves n'ont été calculées que pour un gisement . Cette situation se présente dans le cas de 46 gisements, ce qui entraîne une diminution de 0,9 % des RCI totales.

Pour arriver à déterminer les limites des gisements, on a analysé les puits voisins. Dans les cas où la région ne pouvait être corrélée à des puits voisins, on a adopté les superficies attribuées aux gisements par l'ERCB. Dans certains cas, ces superficies ont été rajustées en fonction de variables locales ou de données vérifiées en fonction de certains puits existants. On a noté, pour chaque puits, la profondeur et la taille du tubage, la date de l'arrêt officiel de son exploitation, les élévations, la profondeur totale, la région PSAC modifiée par l'ERCB (la région ERCB), les travaux achevés et les traitements accomplis au cours de l'étude ainsi que la situation actuelle du puits. De plus, on a évalué la qualité du réservoir pour pouvoir estimer la productibilité et les facteurs de récupération.

À la suite de cette analyse géologique et technique initiale, on a sélectionné 1 466 gisements représentant des RCI de 69,1 10^9m^3 (2,4 $10^{12}pi^3$) sur lesquels portera la phase de l'étude traitant des coûts détaillés. La valeur totale du GEP attribuée à ces gisements par l'ONÉ atteignait 96,1 10^9m^3 (3,4 $10^{12}pi^3$), soit 7 % de moins que les réserves relevées dans la base de données, qui s'élevaient à 103,8 10^9m^3 (3,8 $10^{12}pi^3$). La figure 6 montre les différences de GEP par horizon.

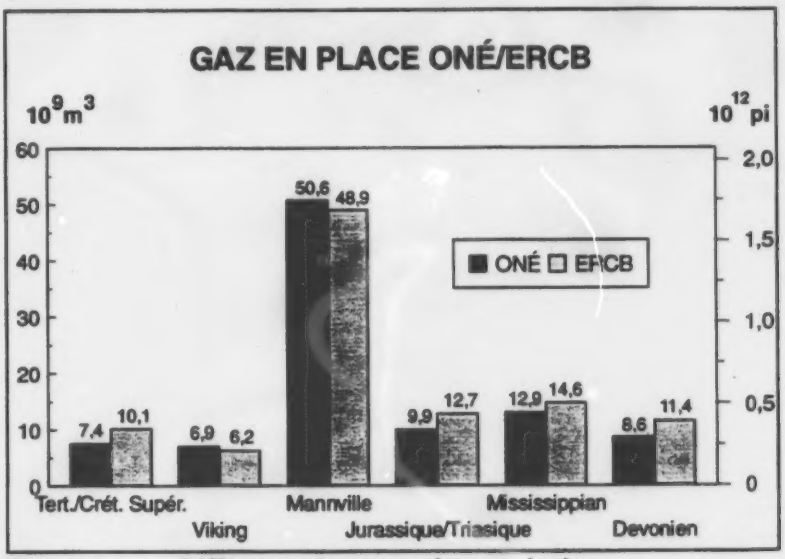


Figure 6 Différences de gaz en place par horizon

On a examiné un total de 885 gisements révélant des différences de GEP d'au moins 10 % entre la présente étude et la base de données. La corrélation entre l'étude et de la base de données en ce qui concerne les facteurs des réservoirs était généralement bonne pour tous les horizons, sauf pour le dévonien. Les différences, enregistrées sous forme de rapport entre la valeur ONÉ et la valeur ERCB, sont présentées dans le tableau 3-2.

Tableau 3-2
Comparaison des rapports ONÉ/ERCB sur une base zonale

zone	productrice	région	porosité	saturation en gaz
crétacé supérieur	1,00	1,10	1,01	0,86
Viking	1,03	1,13	1,02	0,89
Mannville	1,12	1,19	1,04	1,01
jurassique-triasique	1,03	1,30	1,03	1,00
mississippien	0,98	1,14	1,12	1,05
dévonien	1,00	0,76	1,50	0,98

Dans l'analyse des facteurs de récupération, on a examiné les résultats des essais DST et des mesures AOF, les contacts gaz-eau, les intervalles d'achèvement, la superficie et la forme de chaque gisement et l'historique des gisements semblables. À moins qu'il n'existe une contradiction apparente, la base de données a été utilisée pour obtenir la température des réservoirs, la compressibilité du gaz, la composition du gaz (teneur en H_2S et en CO_2) et la valeur du pouvoir calorifique brut. Le facteur de récupération moyen, calculé au moyen des facteurs de récupération estimatifs des 1 466 gisements, s'est élevé à 63 %, par rapport aux 74 % obtenus par la base de données.

On a choisi un facteur de contraction correspondant à la composition du gaz de chaque gisement. Le facteur de contraction moyen obtenu de cette façon est de 10,9 % tandis que celui de la base de données est de 10,3 %.

Dans la plupart des cas, on a tiré les résumés des mesures AOF directement de la base de données AOF de l'ERCB. Il est devenu évident, à mesure que l'étude progressait, que ces valeurs ne concordent pas avec nos observations géologiques et qu'un examen détaillé des rapports AOF, à l'aide des données d'origine, s'imposait. Même si une analyse AOF détaillée de tous les gisements à propos desquels on dispose de ces données s'avère nécesaire, cet exercice prendrait beaucoup de temps et il déborde du cadre de la présente étude. Par conséquent, on a choisi de n'examiner dans le détail que les 160 gisements à propos desquels on dispose de données AOF complètes. On s'est efforcé de choisir ces gisements de manière à ce qu'ils offrent une représentation fidèle de tous les champs et formations situés dans la région étudiée. Les problèmes importants tels que les rapports eau-gaz élevés, les écoulements instables, la faible perméabilité ou l'épuisement du gisement ont été notés, et les facteurs de récupération ont été rajustés en conséquence. Cette étude a eu pour résultat de réduire de 28 % les RCI des 160 gisements examinés. Certaines formations, qui comprennent la zone Belly River de la zone Viking et des horizons plus profonds que le Mannville, ont eu des réductions de réserves encore plus marquées par rapport aux valeurs de la base de données.

3.3 Productibilité

On a introduit les valeurs révisées des RCI dans SYSDEL, le modèle de productibilité de l'ONÉ, pour pouvoir établir une prévision de productibilité pour chaque gisement. Les propriétés critiques suivantes de chaque gisement ont constitué les variables d'entrée du modèle de productibilité : la teneur en CO_2 et en H_2S, la profondeur de perforation, le facteur de récupération, le facteur de contraction, le diamètre du tube, la pression initiale, la température initiale, la densité, le pouvoir calorifique brut, les résultats AOF, le taux de prélèvement et le nombre de puits. Les gisements qui paraissaient se mélanger ont été combinés pour établir la prévision de productibilité. Le taux de productibilité initial moyen des 1 466 gisements s'est élevé à 27,5 $10^3m^3/j$ (976 $10^3pi^3/j$).

On a utilisé un taux de prélèvement de 1:3500 pour les gisements ayant des RCI de 56 10^6m^3 (2,0 10^9pi^3) et plus, mais on a généralement choisi un taux de prélèvement plus rapide pour les gisements plus petits. Les gisements isolés de gaz acide, dont la quantité de H_2S susceptible d'être torchée est réduite, ont constitué des exceptions. Dans ces cas, on a ajusté les taux de prélèvement de manière à ce que les émissions demeurent conformes aux directives de l'ERCB.

3.4 Coût en capital et coût d'exploitation

Dans cette partie de l'étude, on a estimé les coûts en capital et les coûts d'exploitation des gisements qui requièrent une analyse détaillée ainsi que les rendements en sous-produits.

On a adopté les hypothèses suivantes dans le but de déterminer le mode de raccordement le plus approprié pour chacun des gisements :

- l'accès à des installations existantes, y compris les réseaux de collecte, les usines de gaz et les pipelines, et la capacité de ces installations, n'étaient pas considérés représenter une contrainte;
- on ne tient pas compte de la propriété des gisements, des terres, des réseaux de collecte et des usines de gaz;
- les approbations et permis réglementaires seront obtenus pour les réseaux de gaz non corrosif et de gaz acide, pour les installations au site du puits et pour les usines à gaz.

On a déterminé le plan de raccordement le mieux adapté en étudiant les cartes pipelinières montrant les réseaux de gaz non corrosif, les réseaux de gaz acide, les endroits où sont situés les puits et les obstacles superficiels. On a également tenu compte de la composition du gaz, de l'infrastructure locale et de la proximité d'autres gisements de gaz. Certains gisements situés dans des endroits éloignés ont été évalués dans un réseau de puits plutôt que séparément et d'autres ont été combinés. Une fois déterminé le système de raccordement, on a estimé les coûts en capital et d'exploitation.

Les coûts en capital comprennent cinq éléments : le forage, l'achèvement, l'abandon, le raccordement et les installations. On a déterminé les coûts de ces éléments pour chacun des gisements. Le coût de forage comprend le coût du forage proprement dit et celui de l'achèvement de nouveaux puits intercalaires ou de puits de substitution, au besoin, bien que la plupart des gisements ne demandent pas de forage supplémentaire. Le coût d'achèvement comprend les coûts engagés pour compléter les puits de gaz obturés ou pour compléter de nouveau les puits fermés temporairement ou obturés. Les coûts d'abandon comportent deux catégories, le coût d'abandon de puits et le coût d'abandon de zone,

et varient en fonction de la profondeur. Les coûts de collecte sont également doubles : ils comprennent le coût de la conduite de collecte et le coût des installations au chantier de forage. Les coûts de la conduite de collecte ont été estimés en fonction de la longueur de la conduite, de la composition du gaz, du diamètre de la conduite et du terrain. Les coûts des installations au chantier de forage varient en fonction de l'équipement nécessaire. Cet équipement peut comprendre des déshydrateurs, des séparateurs, de réchauffeurs de conduite, des appareils de traitement aux amines, des compresseurs et des stations de comptage. Pour estimer les coûts des installations au chantier de forage, on a utilisé une étude portant sur les vendeurs d'équipement de traitement du gaz en Alberta ainsi que des données publiées par l'industrie. Les coûts en capital des usines ont été établis en fonction du type d'usine et de la taille de celle-ci. Cependant, parce qu'ils se trouvent à proximité d'installations existantes, la plupart des gisements n'ont pas exigé la construction de nouvelles usines de gaz.

Le coût d'exploitation a été divisé en trois éléments : les coûts fixes des puits, les coûts variables des puits et les coûts de traitement de l'usine de gaz. Les coûts fixes d'exploitation des puits, une fonction de la région ERCB, s'élèvent en moyenne à 1 373 $ par mois. Les coûts variables d'exploitation des puits dépendent du niveau de production et atteignent en moyenne 1,94 $/10^{3}m^3 (0,055 $/10^{3}pi^3). Les coûts de traitement du gaz seront les frais de traitement réels à l'usine de gaz à laquelle le gisement sera raccordé. Les frais de traitement actuels ont été obtenus auprès de tous les exploitants d'usines de gaz situés dans la région étudiée. L'annexe III donne la ventilation détaillée des coûts en capital par région.

3.5 Évaluation du rendement du gisement

Au cours de l'examen des gisements de gaz non raccordés et des consultations menées auprès de l'industrie, il est apparu qu'un grand nombre des estimations volumétriques sont souvent surestimées lorsqu'on tient compte du rendement possible des gisements. En vue de régler cette question, on a examiné les gisements étudiés qui ont été mis en production entre 1990 et 1993. On a surtout déterminé les réserves commercialisables initiales de ces gisements par extrapolation des courbes de rendement de la production. On a choisi tous les gisements de la région étudiée qui produisaient du gaz et on a éliminé les gisements pétroliers, les gisements combinés et les gisements sans tendance au déclin ou ayant un passé trop récent. Le rendement des 284 gisements restants a été étudié à l'aide de deux techniques : l'établissement des courbes liant les taux et la production cumulative, et l'analyse des bilans des matières, lorsque les pressions étaient connues.

Les RCI calculées d'après le rendement des gisements ont été comparées aux réserves volumétriques initiales de la base de données.

Les résultats de l'étude de rendement des gisements (tableau 3-3) indiquent une réduction d'ensemble des RCI volumétriques de 32 %. La réduction des réserves ne s'élève qu'à 8 % dans le cas des gisements multipuits tandis qu'elle atteint 40 % dans le cas des gisements à puits unique.

Dans l'ensemble, les résultats des mesures AOF et des études de rendement des gisements sont semblables et ils indiquent respectivement une diminution des RCI volumétriques de 28 et de 32 %. La mise à l'échelle de ces résultats doit être réalisée avec circonspection à cause de la faible taille de l'échantillonage dans les deux études.

Tableau 3-3
Évaluation du rendement des gisements

GISEMENTS DE GAZ EN PRODUCTION ENTRE 1990 ET 1993*

intervalle géologique	facteur de réduction de l'estimation volumétrique	RCI basées sur le rendement 10^6m^3 (10^9pi^3)	taille moyenne des gisements 10^3m^3	nombre de gisements
crétacé supérieur	0,54	1 111 (39,4)	39 667	28
Viking	0,39	987 (35,0)	31 827	31
Mannville	0,22	8 215 (291,6)	44 542	172
jurassique - triasique	0,38	778 (27,6)	45 768	18
mississippien	0,67	1 082 (38,4)	63 666	18
dévonien	0,25	2 259 (80,2)	132 859	17
	0,32 (moyenne)			284

* comprend 46 gisements multipuits

3.6 Analyse économique

On a limité l'évaluation économique détaillée à 466 projets englobant quelque 531 gisements. Ces projets ont été choisis au hasard dans les cinq régions de l'ERCB contenues dans la région faisant l'objet de la présente étude (figure 4). L'échantillon choisi avait une valeur statistique, car il représentait plus d'un tiers de l'ensemble des gisements (531 sur 1 466) et des réserves de gaz commercialisables associées (19,6 des 54 10^9m^3 ou 0,7 des 1,9 $10^{12}pi^3$).

L'analyse de la distribution de la taille des gisements a montré que les gisements dont les RCI sont inférieures à 100 10^6m^3 (3,5 10^9pi^3) occupent la plus grande part de l'échantillon (figure 7). La plupart de ces gisements contiennent du gaz non corrosif et la moitié d'entre eux contiennent des liquides du gaz naturel.

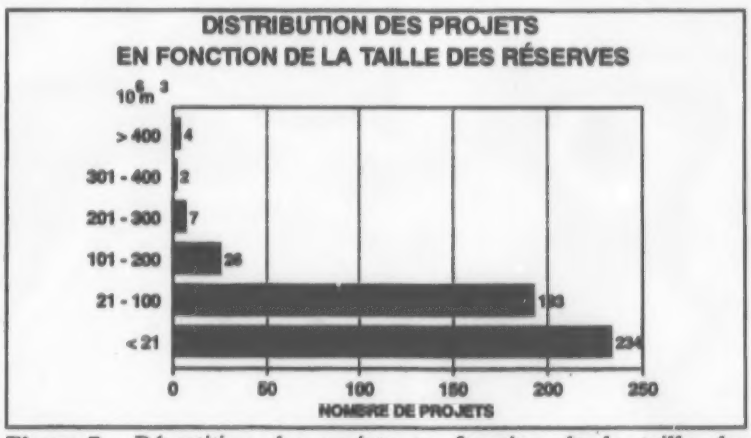


Figure 7 Répartition des projets en fonction de la taille des réserves

Le coût privé de l'offre pour les gisements individuels va de 0,60 à 5 $/GJ. Cependant, il est inférieur à 2 $/GJ pour la plupart d'entre eux. La figure 8 illustre clairement cette situation sous forme d'un graphique représentant les coûts de l'offre en fonction des réserves commercialisables cumulatives correspondantes. La "courbe du coût de l'offre" pour le sous-ensemble économique indique que, au prix de 2 $/GJ, environ 18,4 $10^9 m^3$ (653 $10^9 pi^3$) des RCI, c'est-à-dire 94 % du total estimatif de 19,6 $10^9 m^3$ (696 $10^9 pi^3$) peuvent être raccordés économiquement.

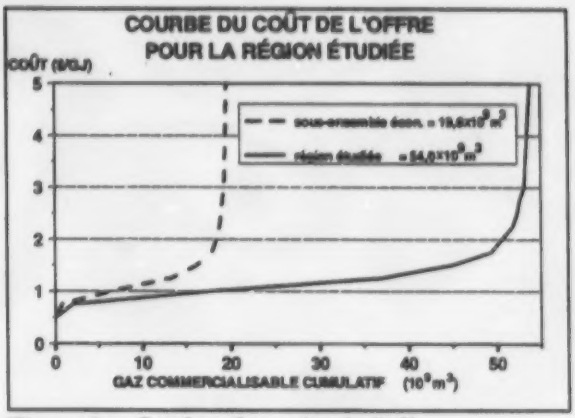


Figure 8 Courbes des coûts de l'offre

Dans le reste de l'analyse, on a examiné les variations régionales de la moyenne des réserves de gaz ainsi que celles du coût en capital et du coût d'exploitation. La moyenne des RCI est d'environ 28 $10^6 m^3$ (1,0 $10^9 pi^3$) pour toutes les régions examinées (figure 9), à l'exception de la région 2 où la moyenne des gisements atteint environ 67 $10^6 m^3$ (2,4 $10^9 pi^3$). Les disparités régionales de la moyenne du coût en capital sont plus prononcées : elles vont de 265 000 $ dans la région 3 à 710 000 $ dans la région 7. L'élément le plus important et le plus variable du coût en capital est assurément le coût du raccordement qui s'élève, pour ces deux régions, respectivement à 143 000 et à 567 000 $.

Les régions 3 et 5 sont semblables en termes de coûts en capital, de coûts d'exploitation et de réserves de gaz types, et on les a traitées comme un seul et même «cas régional» pour les besoins de l'analyse de sensibilité. Les trois autres régions sont nettement différentes et ont donc été traitées séparément. Ces cas régionaux peuvent être caractérisés de la manière suivante :

- région 2 (centre ouest) : coûts modérés et réserves importantes;
- régions 3 et 5 (centre) : faibles coûts et faibles réserves;
- région 6 (nord-est) : coûts modérés et faibles réserves;
- région 7 (nord-ouest) : coûts élevés et faibles réserves.

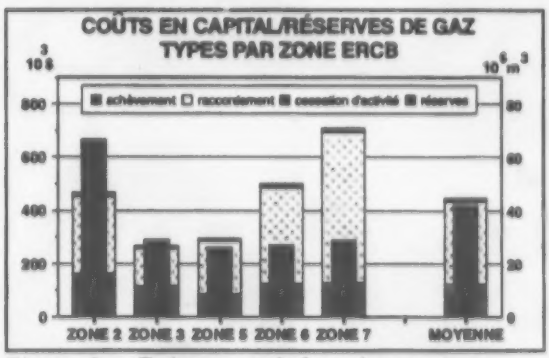


Figure 9 Coûts en capital et réserves types

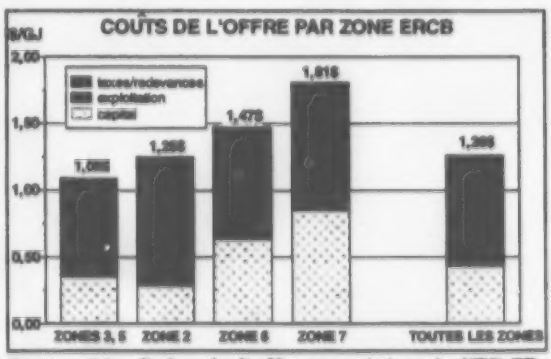


Figure 10 Coûts de l'offre par région de l'ERCB

Les coûts de l'offre des gisements types dans chaque «cas régional» vont de 1,09 $/GJ, dans les régions 3 et 5, à 1,81 $/GJ, dans la région 7, la moyenne étant de 1,26 $/GJ pour l'ensemble des régions (figure 10). Si l'on se base sur ces estimations, les régions 3 et 5 sont les plus attrayantes, et la région 7 est la moins attrayante compte tenu de la combinaison de faibles réserves et de coûts élevés par gisement qu'elle présente. Cette situation révèle la nécessité d'entreprendre une étude séparée des gisements non raccordés du nord de l'Alberta.

Les analyses de sensibilité ont révélé les effets relatifs des importants paramètres économiques suivants, dans chacun des cas régionaux : les réserves de gaz, les liquides, les profils de production et divers éléments des coûts intervenant dans les flux monétaires actualisés. Les résultats montrent que les réserves de gaz constituent de loin le facteur le plus critique des cas régionaux; viennent ensuite les coûts en capital (en particulier les éléments du coût de raccordement et d'achèvement).

On a ensuite axé l'étude sur la corrélation qu'on a établie entre les deux variables clés - les réserves de gaz et les coûts en capital - en vue d'établir la viabilité économique des gisements restants de la région étudiée, sans devoir établir des modèles de cas individuels. On a calculé, pour chaque cas régional, les réserves qui étaient nécessaires pour couvrir les coûts en capital minimum, moyen et maximum au prix du gaz de 2 $/GJ, les autres variables étant maintenues à leur valeur moyenne. Ces "seuils de rentabilité" des RCI vont de 2 $10^6 m^3$ (0,07 $10^9 pi$), dans le cas des gisements affichant les coûts en capital les plus bas, à des valeurs aussi élevées que 172 $10^6 m^3$ (6,1 $10^9 pi^3$), dans le cas d'un gisement situé de la région 7.

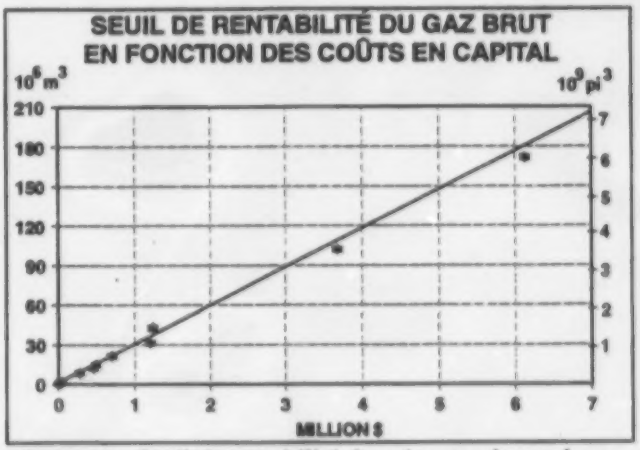


Figure 11 Seuil de rentabilité des réserves de gaz brut

Lorsqu'on établit, pour chaque cas régional, le graphique des seuils de rentabilité des réserves en fonction des coûts en capital correspondants, on constate l'existence d'une corrélation linéaire très nette entre les deux grandeurs (figure 11). La corrélation indique que, pour chaque million de $ de dépenses en capital, le seuil de rentabilité est atteint lorsque les réserves de gaz s'élèvent en moyenne à 30 $10^6 m^3$ (1,1 $10^9 pi^3$). On s'est ensuite servi de ce rapport 1:30 pour évaluer ceux des gisements restants qui sont économiquement viables au prix du gaz de 2 $/GJ. Comme la portion des réserves économiques extérieures aux "révisions des réserves supplémentaires" est semblable à celle de l'évaluation économique détaillée, on a extrapolé à l'entièreté de la région étudiée la courbe des coûts de l'offre obtenue précédemment (figure 8).

L'analyse économique montre que les inquiétudes concernant la viabilité économique des petits gisements de gaz non raccordés situés au centre de l'Alberta sont en grande partie non fondées, car 4 % seulement des "réserves demandant une étude approfondie" et qui représentent 3,8 $10^9 m^3$ (0,1 $10^{12} pi^3$) ne sont pas viables économiquement au prix du gaz de 2 $/GJ, assez proche des prix du gaz que l'on a connu récemment (tableau 3 -1).

Certaines des hypothèses sur lesquelles reposent ces résultats sont entachées d'incertitude, notamment celles qui touchent l'intégrité de tous les puits existants, la disponibilité de la capacité pipelinière et de la capacité de traitement du gaz en temps voulu et le développement des réseaux de gisements sans entrave inhérente à la structure de propriété. Si ces hypothèses simplificatrices devaient changer, les réserves économiques diminueraient.

3.7 Conclusions

1. Parmi les gisements de gaz non raccordés faisant l'objet de la présente étude, 26 % ne possèdent pas de réserves. Les RCI attribuées s'en trouvent diminuées de 24,8 %.

2. Sur la base des 1 466 gisements auxquels on a attribué des réserves, les RCI ont dû subir une diminution supplémentaire de 16,3 % - 7,7 % provenant de l'examen géologique et 8,6 % à cause des changements des facteurs de récupération.

3. Les facteurs économiques n'influencent pas fortement les réserves non raccordées et ne les diminuent que de 4 %.

4. La méthode d'étude «gisement par gisement» augmente la fiabilité des résultats et des conclusions. Il est possible qu'une étude moins détaillée ait négligé certains points, tels que le rajustement des facteurs de récupération ou les réserves nulles révélées par l'analyse géologique.

5. **La totalité des RCI non raccordées situées dans la région étudiée a été réduite de 46 %. En fait, cette réduction risque d'être plus importante si l'on tient compte des résultats des études fondées sur la mesure AOF et le rendement des gisements.**

3.8 Conséquences

1. S'il n'est pas indiqué d'étendre les résultats de l'étude au reste du BSOC, ces résultats ont toutefois des conséquences directes sur la productibilité potentielle des gisements de gaz non raccordés. Selon la dernière évaluation des marchés du gaz naturel, d'ici 1996, l'Alberta devra connecter 200 $10^9 m^3$ (7,1 $10^{12} pi^3$) de réserves non raccordées pour équilibrer l'offre et la demande de gaz. Ces résultats indiquent que la réalisation d'un équilibre d'ensemble dépendra surtout de la découverte de réserves de gaz supplémentaires.

2. L'analyse détaillée des données basées sur des essais de mesure AOF a souvent révélé des gisements qui seront rapidement épuisés ou dont le taux de récupération sera faible à cause de leur mauvaise perméabilité ou de problèmes de production dus à la présence d'eau. Si ce type d'examen était étendu à la totalité des gisements situés dans la région étudiée, il se pourrait qu'il révèle d'autres gisements présentant des problèmes semblables et que la réduction totale des réserves excède 46 %.

3. Selon les conclusions des analyses, la réduction de l'estimation des réserves de gaz non raccordées est due avant tout à des considérations d'ordre technique. Par conséquent, cette réduction est permanente, et l'amélioration des conditions économiques ne devrait pas la modifier.

3.9 Recommandations

1. La base de données sur les réserves de ERCB/ONÉ commune devrait être mise à jour pour refléter les changements des réserves faisant l'objet de la présente étude.

2. Compte tenu des caractéristiques particulières de chaque région et de la difficile généralisation des données à l'ensemble du bassin, il faut être prudent lorsqu'on estime les réserves réelles qui devraient être attribuées aux réserves non raccordées. Par conséquent, des régions, telles que le nord-est de la Colombie-Britannique ainsi que le sud-est et le nord de l'Alberta, devraient faire l'objet d'études ultérieures. L'ONÉ pèse actuellement le pour et le contre de ces études supplémentaires.

Liste des gisements

Annexe 1

ANNEXE II

ÉTUDE DES GISEMENTS IMPORTANTS

(contenu sur disquette)

Tableau 1 - Catégories de gisements selon le tri

Tableau 2 - Données géologiques

Tableau 3 - Résumé des entrées/sorties du programme économique

ANNEXE III

ÉTUDE DU CENTRE DE L'ALBERTA

(contenu sur disquette)

Tableau 1 - Base de données géologiques

Tableau 2 - Base de données techniques

Tableau 3 - Étude AOF

Tableau 4 - Évaluation du rendement des gisements

ANNEXE 1-LISTE DES GISEMENTS

ÉTUDE DES GISEMENTS IMPORTANTS

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
ANSELL	176005	CARDIUM
ANTLER	244098	BL
BASING	630098	TV
BERLAND RIVER	720098	LEDUC
BONANZA	608098	KISK
CAROLINE	610098	ELKTON
CAROLINE	720098	LEDUC
CAROLINE	744098	SWAN H
CECILIA	696001	NISK A
CHERPETA	696098	NISK A
CHINOOK RIDGE	266098	NOTIK
CHINOOK RIDGE	232098	CDOT
CORDEL	610098	TV
EAGLESHAM	658098	WAB
ELMWORTH	304098	BLSKY
ESTHER	218001	VIK A
FIR	326001	GETHING A
FIR	720003	D-3C
GARRINGTON	720098	LEDUC
GLADYS	658001	WAB
GOLD CREEK	304001	BLSKY
GOLD CREEK	658098	WAB
HAMBURG	758098	SLAVE PT
HARLEY	720098	LEDUC
HERRONTON	630002	TV
HOTCHKISS	778098	GILWOOD
HUSSAR	300061	GLAUC JJK2K
JUMPING P. WEST	610098	TV
KARR	232001	CADOTTE A
KAYBOB S.	680098	BLUERIDGE
LEAMAN	444002	NORDEGG B
LOVETT R.	610001	RUNDLE A
MANIR	658098	WAB
MARTEN HILLS	658003	WAB C
MCLEOD	670098	WINT
MEDICINE R.	642098	PEK
MINEHEAD	744098	SWAN H LK
NEVIS	311560	BLA &LMJ
OLDMAN	500001	TRI A
PECO	445002	JUR B
PINCHER CREEK	610098	RUND
POUCE COUPE S	524098	HFWY
PROGRESS	556001	BELL A
PROGRESS	556002	BELL B
RAM	630098	TV
RICINUS	720098	LEDUC
SHEKILIE	788098	KR
STRACHAN	720098	LEDUC D
SUTTON	326098	GETH
SYLVAN LK	640002	SHUND B
TOWER CK	326098	GETH
VALHALLA	516001	HFWY A
WAPITI	348098	CADM
WAPITI	408098	NIK A
WATERTON	610098	RUND
WATERTON	658098	WAB
WILD RIVER	696001	NIS A
WILD RIVER	720098	LED

GISEMENTS DE GAZ DE L'ÉTUDE DU CENTRE DE L'ALBERTA

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
ACME	126098	5 BSL BR
ACME	126098	15 BR
ACME	126098	10 BSL BR
ACME	642098	10 PEK
AKUINU	312098	5 OST SS
AKUINU	328098	10 MCMY
AKUINU	328098	5 MCMY
AKUINU	310098	10 L MANN
AKUINU	262098	15 GRD RP
AKUINU	310098	5 L MANN
ALCOMDLE	336098	3 ELRS
ALDER	126098	5 BSL BR
ALEXANDR	658098	5 WAB
ALEXANDR	334098	901 BSL QTZ
ALEXANDR	334098	15 ELRS
ALEXANDR	126098	10 BR
ALEXANDR	126098	5 BR
ALEXANDR	658098	16 WAB
ALEXIS	644098	15 BNFF
ALEXIS	218098	10 VIK SS
ALEXIS	218098	5 VIK SS
ALEXIS	300001	0 GLC A
ALSIKE	334098	5 ELRS
ANSELL	638098	10 ELTN
ANSELL	638098	17 ELTN
ANSELL	638098	20 ELTN
ANSELL	638098	25 ELTN
ANSELL	176004	0 CARD D
ANSELL	176098	10 CARD SD
ANSELL	266098	12 MTN PK
ANSELL	334098	16 BSL QTZ
ANSELL	218098	3 VIK SS
ANSELL	610098	1 RUND
ANTE CRK	192098	20 DUNV
ANTE CRK	192098	5 DUNV
ANTE CRK	192098	8 DUNV
ANTE CRK	444001	0 NORD A
ANTE CRK	192098	15 DUNV
ANTECK N	228098	15 PR
ANTECK N	264098	1 SPRT R
ANTECK N	326098	5 GETH
ANTECK N	326098	10 GETH
ANTECK N	348098	5 CADM
ANTECK N	228098	5 PR
ANTECK N	500098	5 TRIA SYS
ANTECK N	228098	10 PR
ANTHONY	232098	5 CDOT
ANTHONY	228098	5 PR
ARVILLA	126098	5 BR
ARVILLA	658098	10 WAB
ARVILLA	310098	5 OST
ARVILLA	126098	15 BR
ATHBASCA	262098	10 GRD RP
ATHBASCA	250098	20 CLWT SD
ATHBASCA	250098	15 U MANN
ATHBASCA	310098	5 L MANN
BARRHEAD	126098	901 BSL BR
BARRHEAD	248098	5 MANN
BARRHEAD	250098	15 GLC SS
BARRHEAD	300001	0 GLC A
BARRHEAD	644098	5 BNFF
BARRHEAD	218098	15 VIK SS
BARRHEAD	610098	4 BNFF
BARRHEAD	644098	15 BNFF
BARRHEAD	334098	10 BSL QTZ
BARRHEAD	126098	5 BR
BARRHEAD	300098	5 GLC SS
BARRHEAD	248098	6 MANN
BASELINE	248098	5 U MANN
BELLOY	658098	901 U WAB
BELLOY	658098	18 WAB
BERWYN	304098	1 BLSK
BESSIE	326098	5 GETH
BIG BEND	250098	10 GLC SS
BIG BEND	262042	0 GRD RP PP
BIG BEND	262098	123 GRD RP
BIG BEND	262098	253 GRD RP
BIG BEND	316001	0 OST A
BIG BEND	316098	5 L MANN
BIG BEND	316098	22 OST
BIG BEND	328098	75 ELRS
BIG BEND	262098	70 GRD RP
BIG BEND	262098	140 GRD RP
BIG BEND	328012	0 MCMY L
BIG BEND	328098	20 MCMY
BIG BEND	248098	5 MANN
BIG BEND	262098	185 GRD RP
BIG BEND	316098	901 OST
BIG BEND	328098	204 MCMY
BIG BEND	310098	4 ELRS
BIG BEND	328098	90 MCMY
BIG BEND	218098	10 VIK SS
BIG BEND	218098	23 VIK SS
BIG BEND	250098	1 CLNY
BIG BEND	256098	2 CLNY
BIG BEND	262098	128 GRD RP
BIG BEND	262098	252 CLNY
BIG BEND	262098	258 GRD RP
BIG BEND	328052	0 MCMY ZZ
BIG BEND	328098	83 ELRS
BIG BEND	328098	84 ELRS
BIG BEND	328098	196 MCMY
BIG BEND	328098	205 MCMY
BIG BEND	658098	20 WAB
BIG BEND	250098	3 U MANN
BIG BEND	250098	15 GRD RP
BIG BEND	262098	8 GRD RP
BIG BEND	262098	901 U GRD RPDS C
BIG BEND	310098	7 ELRS
BIG BEND	328098	29 MCMY
BIG BEND	328098	35 MCMY
BIG BEND	328098	194 MCMY
BIG BEND	218098	3 VIK SS
BIG BEND	262098	24 GRD RP
BIG BEND	262098	250 GRD RP
BIG BEND	262098	902 L GRD RPDS C
BIG BEND	262098	903 L GRD RPDS D
BIG BEND	316098	21 OST
BIG BEND	328098	191 MCMY
BIG BEND	328098	192 MCMY
BIG BEND	248098	25 U MANN
BIG BEND	218002	0 VIK B
BIG BEND	248098	15 MANN
BIG BEND	248098	20 MANN
BIG BEND	250098	5 U MANN
BIG BEND	250098	7 U MANN

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
BIG BEND	262098	23 GRD RP
BIG BEND	262098	25 GRD RP
BIG BEND	262098	95 GRD RP
BIG BEND	262098	120 GRD RP
BIG BEND	262098	180 GRD RP
BIG BEND	328098	30 MCMY
BIG BEND	328098	161 MCMY
BIG BEND	658003	0 WAB C
BIG BEND	328098	150 DETR
BIG BEND	316098	7 OST SS
BIG BEND	262098	63 GRD RP
BIG BEND	262098	65 L GRD RP
BIG BEND	262098	251 GRD RP
BIG BEND	328098	26 MCMY
BIG BEND	328098	206 ELRS
BIG BEND	328098	208 MCMY
BIG BEND	328098	27 MCMY
BIG BEND	310098	10 ELRS
BIG BEND	218098	15 VIK SS
BIG BEND	250098	13 U MANN
BIG BEND	262098	135 U MANN
BIG BEND	262098	136 GRD RP
BIG BEND	262098	175 GRD RP
BIG BEND	316098	10 L MANN
BIG BEND	328011	0 MCMY K
BIG BEND	328098	15 MCMY
BIG BEND	328098	160 MCMY
BIG BEND	328098	210 MCMY
BIG BEND	300098	901 GLAU
BIG BEND	262098	105 GRD RP
BIG BEND	262098	260 GRD RP
BIG BEND	248098	10 MANN
BIG BEND	250098	2 U MANN
BIG BEND	250098	4 GLC SS
BIG BEND	250098	9 U MANN
BIG BEND	262098	30 GRD RP
BIG BEND	262098	60 GRD RP
BIG BEND	262098	115 GRD RP
BIG BEND	328098	45 MCMY
BIG BEND	262098	10 GRD RP
BIG BEND	310098	6 ELRS
BIG BEND	262098	190 GRD RP
BIG BEND	262098	138 GRD RP
BIG BEND	262045	0 GRD RP
BIG BEND	262095	27 GRD RP
BIG BEND	328098	28 MCMY
BIG BEND	250098	6 U MANN
BIG BEND	306098	2 WBSK
BIG BEND	262098	254 GRD RP
BIG BEND	256098	3 CLNY
BIG BEND	262044	0 GRD RP RR
BIG BEND	262098	170 GRD RP
BIG BEND	328098	162 MCMY
BIG BEND	328098	171 MCMY
BIG BEND	310098	3 ELRS
BIG BEND	328098	95 MCMY
BIG BEND	658098	5 WAB
BIG BEND	218099	VIK SS
BIG COUL	262098	42 GRD RP
BIG COUL	262098	41 GRD RP
BIG COUL	262015	0 GRD RP O
BIG COUL	262098	54 GRD RP
BIG COUL	310098	1 ELRS
BIG COUL	262098	40 GRD RP
BIG COUL	262098	45 GRD RP
BIG COUL	262098	15 GRD RP
BIG COUL	336098	5 ELRS
BIG COUL	336098	10 ELRS
BIG COUL	262098	44 GRD RP
BIG COUL	262003	0 GRD RP C
BIG COUL	262098	30 GRD RP
BIG COUL	262098	20 GRD RP
BIG COUL	262002	0 GRD RP B
BIG COUL	262098	50 CLNY
BIG COUL	262098	43 GRD RP
BIG COUL	262098	52 CLNY
BIGORAY	300098	6 GLC SS
BIGORAY	300098	8 GLC SS
BIGORAY	300098	15 GLC SS
BIGORAY	300098	20 GLC SS
BIGORAY	312098	5 OST
BIGORAY	336098	25 ELRS
BIGORAY	432098	5 RK CK
BIGORAY	444098	10 NORD
BIGORAY	644098	5 BNFF
BIGORAY	300003	0 GLC C
BIGORAY	300098	10 GLC SS
BIGORAY	336010	0 ELRS J
BIGORAY	432002	0 RK CK B
BIGORAY	310098	7 L MANN
BIGORAY	336098	15 ELRS
BIGORAY	126098	15 BR
BIGORAY	444098	7 NORD
BIGORAY	642098	5 PEK
BIGORAY	444098	17 NORD
BIGORAY	642098	3 PEK

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
BIGORAY	336098	27 ELRS
BIGORAY	126098	5 BR
BIGORAY	126098	10 BR
BIGORAY	310098	20 OST SS
BIGORAY	310098	15 OST SS
BIGORAY	106098	5 EDM
BIGORAY	336098	30 ELRS
BIGORAY	126098	16 BR
BIGORAY	312098	10 OST
BIGORAY	444001	0 NORD A
BIGORAY	444098	20 NORD
BIGORAY	312003	0 OST C
BIGORAY	312098	13 OST
BIGORAY	250098	5 U MANN
BIGORAY	642005	0 PEK E
BIGORAY	642098	10 PEK
BIGORAY	64098	10 PASK
BIGSTONE	658001	0 WAB A
BIGSTONE	720098	5 LED
BIGSTONE	326098	2 GETH
BIGSTONE	326001	0 GETH A
BIGSTONE	192098	5 DUNV
BLUERDGE	642098	3 PEK
BLUERDGE	642098	10 PEK
BLUERDGE	680098	5 BLUE
BLUERDGE	446098	11 NORD
BLUERDGE	444098	2 NORD
BLUERDGE	642098	5 PEK
BOGGY	218098	5 VIK SS
BOLLOQUE	250098	30 WBSK
BOLLOQUE	336098	5 ELRS
BOLLOQUE	250098	37 MANN
BOLLOQUE	250098	38 MANN
BOLLOQUE	250098	5 WBSK
BOLLOQUE	250098	10 GRD RP
BOLLOQUE	250098	13 GRD RP
BOLLOQUE	250009	0 U MANN I
BOLLOQUE	250015	0 U MANN O
BOLLOQUE	250016	0 U MANN P
BOLLOQUE	250017	0 U MANN Q
BOLLOQUE	250018	0 U MANN R
BOLLOQUE	250019	0 U MANN S
BOLLOQUE	250098	39 MANN
BOLLOQUE	250098	40 CLNY
BOLLOQUE	250098	41 CLNY
BOLLOQUE	300098	901 GLAU
BOLLOQUE	336098	3 ELRS
BOLLOQUE	336098	901 BSL QTZ
BOLLOQUE	336098	902 U BSL QTZ
BOLLOQUE	218098	10 VIK SS
BOLLOQUE	218098	11 VIK SS
BOLLOQUE	250098	4 U MANN
BOLLOQUE	250098	20 U MANN
BOLLOQUE	218098	12 VIK SS
BOLLOQUE	248098	5 MANN
BOLLOQUE	310098	5 MCMY
BOLLOQUE	658098	10 WAB
BOLLOQUE	218098	5 VIK SS
BOLLOQUE	250098	8 GRD RP
BOLLOQUE	262098	1 GRD RP
BOLLOQUE	310098	2 ELRS
BOLLOQUE	248098	14 MANN
BOLLOQUE	248098	18 MANN
BOLLOQUE	310098	10 ELRS
BOLLOQUE	310098	20 ELRS
BOLLOQUE	248098	10 MANN
BOLLOQUE	310098	30 ELRS
BOLLOQUE	248098	15 MANN
BOLLOQUE	250098	7 U MANN
BOLLOQUE	310098	25 ELRS
BOLLOQUE	310098	35 ELRS
BOLLOQUE	250098	3 U MANN
BOLLOQUE	250098	35 GLC SS
BOLLOQUE	310098	15 ELRS
BOLLOQUE	250098	36 MANN
BOUVIER	262098	5 GRD RP
BOUVIER	262098	15 GRD RP
BOUVIER	262098	25 GRD RP
BOUVIER	328098	10 MCMY
BOUVIER	262098	20 GRD RP
BOUVIER	262098	3 GRD RP
BOUVIER	250098	11 GRD RP
BOUVIER	328098	5 MCMY
BOUVIER	250098	3 U MANN
BOUVIER	262098	22 GRD RP
BOWDEN	218098	5 VIK SS
BOWDEN	218098	15 VIK SS
BOWDEN	218098	10 VIK SS
BRAZ R	186001	0 2WS A
BRAZ R	218098	20 VIK SS
BRIGHT	334098	3 BSL QTZ
BRIGHT	334098	4 BSL QTZ
BRIGHT	334098	5 BSL QTZ
BRIGHT	334098	10 ELRS
BRONSON	326098	3 GETH
BRONSON	658098	10 WAB

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
BRONSON	326098	5 GETH
BROWNVLE	232098	5 CDOT
BROWNVLE	326098	5 GETH
BROWNVLE	232098	20 CDOT
BROWNVLE	326098	10 GETH
BROWNVLE	264098	5 SPRT R
BROWNVLE	230098	5 PADY
CADOTTE	612099	2 DBLT
CADOTTE	612099	3 DBLT
CADOTTE	621099	0 DBLT
CADOTTE	304098	5 BLSK
CADOTTE	305098	1 BLSK-GETH
CALAIS	326001	0 GETH A
CALAIS	348098	5 CADM
CANAL	262098	12 GRD RP
CANAL	262098	11 GRD RP
CANAL	658098	2 WAB
CARDIFF	336098	10 ELRS
CARDIFF	336098	5 L MANN
CARDIFF	336098	22 ELRS
CARDIFF	336098	23 ELRS
CARDIFF	336098	20 ELRS
CARDIFF	250098	3 U MANN
CARIBOU	642098	5 PEK
CAROLINE	218098	10 VIK SS
CAROLINE	218098	13 VIK SS
CAROLINE	300098	15 GLC SS
CAROLINE	300098	21 GLC SS
CAROLINE	320006	0 BSL MANN F
CAROLINE	320098	2 ELRS
CAROLINE	320098	13 ELRS
CAROLINE	336098	15 ELRS
CAROLINE	432098	5 RK CK
CAROLINE	432098	901 RK CK
CAROLINE	638098	5 ELTN
CAROLINE	300098	20 GLC SS
CAROLINE	300098	3 GLC SS
CAROLINE	300098	0 GLC G
CAROLINE	300098	8 GLC SS
CAROLINE	320098	14 ELRS
CAROLINE	320624	0 BSL MANN WWM
CAROLINE	320725	0 BSL MANN Y3Y
CAROLINE	336098	43 ELRS
CAROLINE	336098	67 ELRS
CAROLINE	610098	1 ELTN
CAROLINE	720002	0 LED B
CAROLINE	300098	5 GLC SS
CAROLINE	320098	11 ELRS
CAROLINE	336098	51 ELRS
CAROLINE	336098	64 ELRS
CAROLINE	320098	5 ELRS
CAROLINE	336098	58 ELRS
CAROLINE	320098	12 ELRS
CAROLINE	336098	38 ELRS
CAROLINE	336098	56 ELRS
CAROLINE	336098	65 ELRS
CAROLINE	336098	60 ELRS
CAROLINE	320098	3 ELRS
CAROLINE	320098	4 ELRS
CAROLINE	432098	10 RK CK
CAROLINE	310098	4 ELRS
CAROLINE	218005	0 VIK E
CAROLINE	300098	10 U MANN
CAROLINE	316098	902 OST
CAROLINE	336098	9 ELRS
CAROLINE	336098	57 ELRS
CAROLINE	336098	61 ELRS
CAROLINE	310098	5 ELRS
CAROLINE	320098	6 ELRS
CAROLINE	300098	23 GLC SS
CAROLINE	176098	10 CARD SD
CAROLINE	300098	13 GLC SS
CAROLINE	300098	22 GLC SS
CAROLINE	300098	901 GLAUC
CAROLINE	320713	0 BSL MANN M3M
CAROLINE	336098	63 ELRS
CAROLINE	432098	11 RK CK
CAROLINE	336098	5 ELRS
CAROLINE	310098	3 ELRS
CAROLINE	218098	14 VIK SS
CAROLINE	218098	7 VIK SS
CAROLINE	336098	62 ELRS
CAROLINE	336098	4 ELRS
CAROLINE	336098	50 ELRS
CAROLINE	720001	0 LED A
CAROLINE	638098	6 ELTN
CAROLINE	336098	55 ELRS
CAROLINE	336098	45 ELRS
CAROLINE	336098	32 ELRS
CAROLINE	638098	902 ELTN
CAROT CK	310098	17 BSL QTZ
CAROT CK	310098	24 ELRS
CAROT CK	310098	30 BSL QTZ
CAROT CK	400098	2 RK CK
CAROT CK	400098	7 RK CK
CAROT CK	400098	50 L MANN

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
CAROT CK	400098	901 RK CK
CAROT CK	400098	3 RK CK
CAROT CK	336098	6 ELRS
CAROT CK	432098	3 RK CK
CAROT CK	432098	4 RK CK
CAROT CK	336098	3 ELRS
CAROT CK	400098	35 RK CK
CAROT CK	310098	31 ELRS
CAROT CK	400098	1 RK CK
CAROT CK	176098	10 CARD
CAROT CK	336098	5 ELRS
CAROT CK	432098	2 RK CK
CAROT CK	400098	29 RK CK
CARSN CK	444098	1 NORD
CARSTARS	334098	5 BSL QTZ
CARSTARS	334098	10 BSL QTZ
CARSTARS	218098	10 VIK SS
CARVEL	126098	1 BR
CARVEL	126098	25 BSL BR
CARVEL	310098	1 L MANN
CARVEL	336098	5 ELRS
CARVEL	336098	6 ELRS
CARVEL	336098	7 ELRS
CARVEL	126098	10 BR
CARVEL	126098	2 BR
CARVEL	134098	2 BSL BR
CARVEL	126098	4 BR
CARVEL	126098	15 BR
CHAMBERS	250098	5 U MANN
CHAMBERS	176098	5 CARD SD
CHAMBERS	250098	5 U MANN
CHEDVLLE	218001	0 VIK A
CHERHILL	126098	5 BR
CHERHILL	126098	10 BR
CHERHILL	126098	901 BR
CHERHILL	218098	15 VIK SS
CHERHILL	300005	0 GLC E
CHERHILL	300098	901 GLAU
CHERHILL	336098	10 ELRS
CHERHILL	644098	5 NORD-BNFF
CHERHILL	644098	8 NORD-BNFF
CHERHILL	644098	9 BNFF
CHERHILL	300098	17 GLC SS
CHERHILL	300098	902 GLAU
CHERHILL	300098	15 GLC SS
CHERHILL	336098	11 ELRS
CHERHILL	444002	0 NORD B
CHERHILL	444098	30 NORD
CHERHILL	644098	15 BNFF
CHERHILL	300098	20 GLC SS
CHERHILL	218098	5 VIK SS
CHERHILL	218098	10 VIK SS
CHERHILL	218098	1 VIK SS
CHERHILL	218098	2 VIK SS
CHERHILL	300098	21 GLC SS
CHERHILL	300098	25 GLC SS
CHERHILL	300098	3 GLC SS
CHERHILL	644098	10 BNFF
CHERHILL	644098	17 NORD-BNFF
CHERHILL	300098	5 GLC SS
CHICKDEE	106098	10 EDM
CHICKDEE	756098	10 SW HL
CHICKDEE	310098	5 GETH
CHICKDEE	248098	5 MANN
CHIP LK	432001	0 RK CK A
CHIP LK	444098	5 NORD
CHIP LK	444098	10 NORD
CHISHOLM	250098	60 GLC SS
CHISHOLM	310098	16 ELRS
CHISHOLM	334098	901 BSL QTZ
CHISHOLM	248098	15 MANN
CHISHOLM	250098	61 U MANN
CHISHOLM	336098	2 ELRS
CHISHOLM	336098	3 ELRS
CHISHOLM	336098	6 ELRS
CHISHOLM	658098	10 WAB
CHISHOLM	336098	5 ELRS
CHISHOLM	250098	12 U MANN
CHISHOLM	310098	15 GLC SS
CHISHOLM	250098	5 U MANN
CHISHOLM	658098	5 WAB
CHISHOLM	250098	25 GRD RP
CINDY	658098	5 WAB
CLAIR	218098	901 VIK
CLIFFD	228098	5 PR
CLOUSTON	524098	5 MONT
CLOUSTON	326098	2 GETH
CLOVER	218098	5 VIK SS
CLOVER	305098	901 BLSK SS
CMUNK	640098	5 SHUN
CODDIN	305098	5 BLSK-GETH
CORAL	126098	5 BR
CORAL	106098	5 EDM
CORAL	126098	5 BR
CORAL	126098	10 BSL BR
CORBETT	218098	7 VIK SS

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
CORBETT	218098	30 VIK SS
CORBETT	218098	15 VIK SS
CORBETT	310098	10 DETR
CORBETT	126098	10 BR
CORBETT	310098	20 L MANN
CORNWALL	326098	5 BSL GETH
CROSSE	642098	5 PEK
CRYSTAL	126098	5 BSL BR
CRYSTAL	644098	5 BNFF
CRYSTAL	300098	5 GLC SS
CRYSTAL	126098	10 BSL BR
CRYSTAL	218098	7 VIK SS
CULP	236098	5 GETH
CULP	304098	1 BLSK-GETH
CULP	612002	0 DBLT B
CULP	612098	19 DBLT
CULP	658006	0 WAB F
CULP	612001	0 DBLT A
CULP	612003	0 DBLT C
CULP	658005	0 WAB E
CULP	658009	0 WAB I
CULP	658098	15 WAB
CULP	658098	11 WAB
CULP	232098	1 CDOT
CULP	612098	2 DBLT
CULP	658098	10 WAB
CULP	638098	4 ELTN
CULP	658098	14 WAB
CULP	658098	13 WAB
CYN-PEM	336098	12 ELRS
CYN-PEM	336098	10 ELRS
CYN-PEM	432098	3 RK CK
CYN-PEM	432098	901 RK CK
CYN-PEM	432018	0 RK CK R
CYN-PEM	126001	0 BR A
CYN-PEM	316098	901 OST
CYN-PEM	432098	2 RK CK
CYN-PEM	336098	7 ELRS
CYN-PEM	432098	27 RK CK
CYN-PEM	432098	7 RK CK
CYN-PEM	432098	8 RK CK
DAPP	310098	6 ELRS
DAPP	310098	5 L MANN
DARWELL	126098	5 BSL BR
DAVEY	106098	5 EDM
DAVEY	126003	0 BR C
DAVEY	126098	35 BR
DAVEY	334098	10 BSL GTZ
DAVEY	126007	0 12-21-34-25W4
DAVEY	126098	25 BSL BR
DAVEY	126098	40 BSL BR
DAVEY	336098	5 ELRS
DAVEY	126098	10 BR
DAVEY	126098	15 BR
DAVEY	126098	33 BR
DAVEY	126002	0 BR B
DAVEY	126098	4 BSL BR
DAWN	230098	1 PADY
DAWN	348098	901 CADM
DAWSON	304098	25 BLSK
DAWSON	304098	901 BLSK
DAWSON	326098	10 GETH
DAWSON	326098	5 GETH
DECRENE	248098	11 U MANN
DECRENE	250005	0 U MANN E
DECRENE	328002	0 MCMY B
DECRENE	248098	8 U MANN
DECRENE	248098	9 U MANN
DECRENE	248098	14 U MANN
DECRENE	248098	10 U MANN
DECRENE	328098	15 L MANN
DECRENE	248098	15 MANN
DECRENE	328098	10 MCMY
DECRENE	328098	20 MCMY
DECRENE	300098	1 GLC SS
DECRENE	248098	13 U MANN
DECRENE	328098	5 MCMY
DECRENE	248098	4 U MANN
DECRENE	248098	3 CLNY
DECRENE	658098	5 WAB
DEVIL	218098	5 VIK SS
DIXONVLE	304098	5 BLSK
DIXONVLE	326098	5 GETH
DIXONVLE	326098	901 GETH
DORIS	218098	5 VIK SS
DOUCETTE	218098	901 VIK
DOUCETTE	234098	5 PEU
DOUCETTE	306001	0 WBSK A
DOUCETTE	250098	20 GRD RP
DOUCETTE	250098	7 CLWT SD
DOUCETTE	250098	5 U MANN
DOUCETTE	250098	10 U MANN
DOUCETTE	250098	15 GRD RP
DOUCETTE	262098	2 GRD RP
DRIFT	218098	5 VIK SS
DRIFT	304098	5 BLSK

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
DSMARAIS	306098	5 WBSK
DSMARAIS	306098	8 WBSK
DSMARAIS	306098	6 WBSK
DSMARAIS	306098	7 WBSK
EAGLESHM	658005	0 D-1 E
EAGLESHM	266098	6 NOTI
EAGLESHM	612001	0 DBLT A
EAGLESHM	500098	5 TRIA SYS
EAGLESHM	612098	15 DBLT
EAGLESHM	304098	5 BLSK
EAGLESHM	556098	22 BELL
EAGLESHM	612003	0 DBLT C
EAGLESHM	230098	5 CDOT
EAGLESHM	606098	5 KISK
EAGLESHM	326098	1 GETH
EAGLESHM	556098	20 BELL
EAGLESHM	266098	5 NOTI
EAGLESHM	658098	12 WAB
EAGLESHM	658006	0 D-1 F
EAGLESHM	658098	5 WAB
EAGLESHM	658098	7 WAB
EAGLESHM	658013	0 D-1 M
EAGLESHN	644098	1 BNFF
EAGLESHN	326098	6 GETH
EDSON	176098	13 CARD SD
EDSON	186098	8 ZWS
EDSON	310098	5 L MANN
EDSON	348098	20 CADM
EDSON	218098	10 VIK SS
EDSON	640098	5 SHUN
EDSON	304004	0 BLSK D
EDSON	304098	16 BLSK
EDSON	432001	0 RK CK A
EDSON	176050	0 CARD XX
EDSON	176303	0 CARD CCC
EDSON	176098	5 CARD SD
EDSON	326098	5 GETH
EDSON	326098	10 BLSK
EDSON	326098	25 GETH
EDSON	644098	15 SHUN
EDSON	640098	1 SHUN
EDSON	176098	7 CARD
EDSON	304005	0 BLSK E
EDSON	218098	5 VIK SS
EDSON	304098	10 BLSK
EDSON	304098	901 BLSK
EDSON	432098	19 NORD
EDSON	326098	15 GETH
EDSON	304098	5 BLSK
EDSON	250098	10 U MANN
EDSON	638098	7 ELTN
EDSON	348098	10 CADM
EDSON	432098	16 RK CK
EDSON	638098	5 ELTN
EDSON	638098	4 ELTN
EVANSB	218098	1 VIK SS
EVI	306098	5 BLSK
FERRIER	638098	5 ELTN
FERRIER	126098	31 BSL BR
FERRIER	176098	17 CARD SD
FERRIER	218098	30 VIK SS
FERRIER	300001	0 GLC A
FERRIER	300098	10 GLC SS
FERRIER	334098	902 BSL GTZ
FERRIER	334098	903 BSL GTZ
FERRIER	336098	5 ELRS
FERRIER	336098	10 ELRS
FERRIER	336260	1 ELRS A
FERRIER	640098	5 SHUN
FERRIER	640098	20 SHUN
FERRIER	640098	10 SHUN
FERRIER	176098	3 CARD SD
FERRIER	640098	15 SHUN
FERRIER	640098	16 SHUN
FERRIER	176043	0 CARD QQ
FERRIER	176044	0 CARD RR
FERRIER	638098	5 ELTN
FERRIER	640005	0 SHUN E
FERRIER	644098	5 BNFF
FERRIER	300098	20 GLC SS
FERRIER	218098	15 VIK SS
FERRIER	176098	20 CARD SD
FERRIER	638098	16 ELTN
FERRIER	176098	18 CARD SD
FERRIER	106098	5 EDM
FERRIER	218098	32 VIK SS
FERRIER	176098	901 CARD SD
FERRIER	640098	26 SHUN
FERRIER	336098	3 ELRS
FERRIER	336260	2 R CKC
FERRIER	126098	5 BR
FERRIER	336098	7 ELRS
FERRIER	300098	3 GLC SS
FERRIER	300098	4 GLC SS
FERRIER	336098	901 OST
FERRIER	176098	23 CARD SD

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
FERRIER	638098	15 ELTN
FERRIER	300098	5 GLC SS
FERRIER	432098	5 RK CK
FERRIER	642098	10 PEK
FERRIER	336098	2 ELRS
FERRIER	638098	17 ELTN
FERRIER	300098	15 GLC SS
FERRIER	300098	2 GLC SS
FERRIER	720098	1 LED
FERRYBNK	250098	7 GLC SS
FIR	326098	20 GETH
FIR	192098	5 DUNV
FIR	638098	15 ELTN
FIR	266098	5 NOTI
FIR	348098	5 CADM
FLOOD	264098	5 SPRT R
FLOOD	326098	10 GETH
FLOOD	326098	5 GETH
FLUME	336098	5 ELRS
FOLEYLK	250098	5 U MANN
FOSTER	300098	10 GLC SS
FOSTER	642098	5 PEK
FOSTER	642098	6 PEK
FOX CK	326006	0 GETH F
FOX CK	326098	25 GETH
FOX CK	326098	6 GETH
FOX CK	348098	901 CADM
FOX CK	326098	901 BSL GETH
FOX CK	218098	901 VIK
FOX CK	500001	0 TRIA A
FOX CK	264098	1 NOTI
FOX CK	218098	1 VIK SS
FOX CK	326098	15 BSL GETH
FOX CK	326098	5 GETH
FOX CK	218098	6 VIK SS
FOX CK	304098	901 BLSK
FOX CK	326005	0 GETH E
FRENCH	218099	VIK SS
FRENCH	218098	5 VIK SS
FRENCH	336098	1 ELRS
FRENCH	218098	10 VIK SS
FRENCH	218098	15 VIK SS
FT ASSNB	248098	6 GLC SS
FT ASSNB	218001	0 VIK A
FT ASSNB	336001	0 ELRS A
FT ASSNB	218098	3 VIK SS
FT ASSNB	218098	15 VIK SS
FT ASSNB	218098	20 VIK SS
FT ASSNB	336098	20 ELRS
GARRGTON	218098	4 VIK SS
GARRGTON	310018	0 L MANN R
GARRGTON	310098	4 BL
GARRGTON	310098	6 BSL QTZ
GARRGTON	310098	16 ELRS
GARRGTON	310098	23 ELRS
GARRGTON	310116	0 L MANN PPP
GARRGTON	336098	3 ELRS
GARRGTON	336098	5 ELRS
GARRGTON	336098	15 ELRS
GARRGTON	336098	17 ELRS
GARRGTON	336098	20 ELRS
GARRGTON	336098	30 ELRS
GARRGTON	336098	50 ELRS
GARRGTON	336098	55 ELRS
GARRGTON	336098	59 ELRS
GARRGTON	336098	65 ELRS
GARRGTON	444098	2 NORD
GARRGTON	444098	5 NORD
GARRGTON	640098	5 SHUN
GARRGTON	640098	6 SHUN
GARRGTON	642098	5 PEK
GARRGTON	642098	15 PEK
GARRGTON	668098	5 CROS
GARRGTON	720098	21 LED
GARRGTON	218098	32 VIK SS
GARRGTON	248098	5 GLC SS
GARRGTON	248098	10 MANN
GARRGTON	310098	5 ELRS
GARRGTON	310098	17 ELRS
GARRGTON	336098	2 ELRS
GARRGTON	336098	60 ELRS
GARRGTON	336098	62 ELRS
GARRGTON	336098	901 OST
GARRGTON	432002	0 RK CK B
GARRGTON	720098	22 LED
GARRGTON	176009	0 CARD I
GARRGTON	310047	0 L MANN UU
GARRGTON	310048	0 L MANN VV
GARRGTON	310049	0 L MANN WW
GARRGTON	310050	0 L MANN XX
GARRGTON	310104	0 L MANN DDD
GARRGTON	310105	0 L MANN EEE
GARRGTON	310106	0 L MANN FFF
GARRGTON	310107	0 L MANN GGG
GARRGTON	696001	0 NIS A
GARRGTON	336098	43 ELRS

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
GARRGTON	310117	0 L MANN QQQ
GARRGTON	336098	45 ELRS
GARRGTON	310098	19 OST
GARRGTON	444098	10 NORD
GARRGTON	668098	2 CROS
GARRGTON	310098	3 ELRS
GARRGTON	444002	0 NORD B
GARRGTON	248001	0 MANN A
GARRGTON	336098	9 ELRS
GARRGTON	336098	12 ELRS
GARRGTON	336098	64 ELRS
GARRGTON	218098	30 GLC SS
GARRGTON	310098	13 BSL QTZ
GARRGTON	720098	20 LED
GARRGTON	248098	15 GLC SS
GARRGTON	218098	2 VIK SS
GARRGTON	432098	10 RK CK
GARRGTON	310098	22 ELRS
GARRGTON	336098	42 ELRS
GARRGTON	642098	10 PEK
GENESEE	126001	0 BR A
GERE	644098	5 BNFF
GERE	310098	5 ELRS
GILBY	250002	0 U MANN B
GILBY	300098	2 GLC SS
GILBY	300098	10 U MANN
GILBY	320098	4 DETR
GILBY	320098	14 ELRS
GILBY	320098	32 ELRS
GILBY	432098	1 RK CK
GILBY	446008	0 JUR H
GILBY	446098	17 NORD
GILBY	610007	0 RUND G
GILBY	610098	5 PEK
GILBY	642098	4 PEK
GILBY	320098	25 ELRS
GILBY	446098	15 JUR SYS
GILBY	300098	901 GLAU
GILBY	126098	10 BR
GILBY	316098	901 OST
GILBY	320003	0 BSL MANN C
GILBY	320041	0 BSL MANN OO
GILBY	320098	10 ELRS
GILBY	320098	13 ELRS
GILBY	320098	16 DETR
GILBY	335098	10 OST
GILBY	336098	2 ELRS
GILBY	446015	0 JUR O
GILBY	446098	3 NORD
GILBY	610009	0 RUND I
GILBY	610098	2 PEK
GILBY	320030	0 BSL MANN DD
GILBY	320098	29 ELRS
GILBY	300098	15 GLC SS
GILBY	310098	5 L MANN
GILBY	320098	15 L MANN
GILBY	218098	901 VIK
GILBY	250098	6 GLC SS
GILBY	310098	4 OST
GILBY	126098	15 BR
GILBY	320011	0 BSL MANN K
GILBY	320013	0 BSL MANN M
GILBY	300098	13 GLC SS
GILBY	644098	5 BNFF
GILBY	320098	19 ELRS
GILBY	320098	20 ELRS
GILBY	126098	5 BR
GILBY	610017	0 RUND Q
GILBY	642098	2 PEK
GILBY	446098	5 JUR SS
GILBY	610018	0 RUND R
GILBY	250098	2 GLC SS
GILBY	250098	5 GLC SS
GILBY	126098	20 BSL BR
GILBY	610011	0 RUND K
GILBY	320015	0 BSL MANN O
GILBY	658001	0 WAB
GILBY	248098	5 MANN
GILBY	610098	3 PEK
GILWOOD	310098	5 GETH
GILWOOD	218098	15 CDOT
GILWOOD	230098	10 PADY
GILWOOD	230098	5 PADY
GIROUX L	218098	15 VIK SS
GIROUX L	218002	0 VIK B
GIROUX L	326002	0 GETH B
GIROUX L	218098	30 VIK SS
GIROUX L	218098	60 VIK SS
GIROUX L	218098	40 VIK SS
GIROUX L	326098	2 BSL GETH
GIROUX L	326098	5 GETH
GLENEVIS	126098	10 BR
GLENEVIS	218098	15 VIK SS
GLENEVIS	300003	0 GLC C
GLENEVIS	250098	5 U MANN
GLENEVIS	218098	17 VIK SS

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
GNCOURT	218098	5 VIK SS
GNCOURT	446098	10 NORD
GNCOURT	642098	5 PEK
GNCOURT	444098	4 NORD
GNCOURT	446005	0 JUR E
GNCOURT	218098	10 VIK SS
GNCOURT	642098	10 PEK
GNCOURT	446098	901 NORD
GODIN	250098	5 GRD RP
GODIN	218098	5 VIK SS
GODIN	306098	5 WBSK
GODIN	658001	0 WAB A
GOLDEN	640098	5 SHUN
GOODRIDG	218005	0 VIK E
GOODRIDG	336098	12 ELRS
GOODWIN	446001	C JUR A
GOODWIN	334098	10 ELRS
GOOSE R	192098	10 DUNV
GRASSY	218098	5 VIK SS
GREENC E	218098	5 VIK SS
GREENC E	446098	1 NORD
GREENC E	218098	12 VIK SS
GREENC E	300098	5 GLC SS
GREENC E	300098	6 GLC SS
GRIMSHAW	500001	0 TRIA A
GRIMSHAW	304098	1 BLSK
GRIZZLY	326098	10 GETH
GRIZZLY	348098	6 CADM
GRIZZLY	192098	901 DUNV
GRIZZLY	326098	5 GETH
GROAT	640098	5 SHUN
GROAT	326098	7 BSL GETH
GROAT	556098	1 BELL
GROAT	326098	5 GETH
GROAT	176098	901 CARD
GROAT	326098	20 GETH
GROAT	348001	0 CADM A
GROAT	326098	10 BSL GETH
GROUARD	326098	6 GETH
GRXVL ST	230001	0 PADY A
GRXVL ST	230098	20 PADY
GRXVL ST	326098	15 GETH
GRXVL ST	500002	0 TRIA B
GRXVL ST	612003	0 DBLT C
GRXVL ST	612098	5 DBLT
GRXVL ST	326098	10 GETH
GUNN	312098	5 BSL QTZ
GUNN	334098	5 BSL QTZ
GUNN	644001	0 BNFF A
GUNN	310001	0 L MANN A
GUNN	218098	5 VIK SS
GVILLE	304098	5 BLSK
HARM-ELK	244098	5 BSL BL
HARM-ELK	176098	3 CARD SD
HARMTN E	334098	5 BSL QTZ
HARTMAN	262098	5 GRD RP
HEARTR	326098	5 GETH
HEARTR	232098	5 CDOT
HEARTR	230002	0 PADY B
HELDAR	444098	31 NORD
HELDAR	444098	32 NORD
HELDAR	218098	5 VIK SS
HELDAR	218098	10 VIK SS
HELDAR	444098	28 NORD
HELDAR	444098	29 NORD
HELDAR	444098	35 NORD
HELDAR	444098	34 NORD
HELDAR	444098	25 NORD
HIGH PR	230098	5 PADY
HIGH PR	556098	5 BELL
HIGH PR	264098	6 SPRT R
HIGH PR	264098	5 SPRT R
HIGH PR	232098	5 CDOT
HIGH PR	266098	5 NOTI
HIGH PR	326098	5 GETH
HIGHVALE	126098	10 BR
HIGHVALE	126098	15 BR
HIGHVALE	250098	5 U MANN
HIGHVALE	300098	10 GLC SS
HIGHVALE	300098	20 GLC SS
HIGHVALE	300098	31 GLC SS
HIGHVALE	310010	0 L MANN J
HIGHVALE	310098	4 OST
HIGHVALE	310098	6 ELRS
HIGHVALE	310098	15 ELRS
HIGHVALE	310098	20 ELRS
HIGHVALE	336098	40 ELRS
HIGHVALE	336098	50 ELRS
HIGHVALE	444001	0 NORD A
HIGHVALE	444098	3 NORD
HIGHVALE	644010	0 BNFF J
HIGHVALE	310098	2 ELRS
HIGHVALE	310098	5 ELRS
HIGHVALE	310098	10 ELRS
HIGHVALE	444098	2 NORD
HIGHVALE	176098	15 CARD SD

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
HIGHVALE	126098	27 BR
HIGHVALE	300098	30 GLC SS
HIGHVALE	310098	1 ELRS
HIGHVALE	310098	3 ELRS
HIGHVALE	218098	5 VIK SS
HIGHVALE	336098	45 ELRS
HIGHVALE	310098	7 OST
HIGHVALE	176098	5 CARD SD
HIGHVALE	300098	25 GLC SS
HIGHVALE	644098	55 BNFF
HIGHVALE	300098	5 GLC SS
HIGHVALE	126098	7 BR
HIGHVALE	126098	25 BR
HIGHVALE	126098	5 BR
HOLBURN	126098	5 BR
HOLBURN	334098	50 BSL QTZ
HOLBURN	336098	5 ELRS
HOLBURN	336098	20 ELRS
HOLBURN	336098	15 ELRS
HOLBURN	336098	25 ELRS
HOLBURN	312098	5 OST SS
HOLBURN	310098	1 OST
HOLBURN	336098	7 ELRS
HOLBURN	300098	5 GLC SS
HOLBURN	334001	0 BSL QTZ A
HOLBURN	336098	10 ELRS
HOMERIMB	250098	5 GLC SS
HOMERIMB	336098	5 ELRS
HOMERIMB	696098	5 NIS
HOMERIMB	126001	0 BR A
HOMERIMB	642001	0 PEK A
HOMERIMB	126098	50 BR
HONDO	262098	10 GRD RP
HONDO	262098	15 GRD RP
HONDO	262098	5 GRD RP
HONDO	306098	5 WBSK
HOOLE	306060	999 WBSK B&C
HOOLE	306098	5 WBSK
HOOLE	306098	7 WBSK
HOOLE	306098	8 WBSK
HOOLE	250098	5 GRD RP
HOOLE	306098	9 WBSK
HOOLE	250098	50 WBSK
HOOLE	306098	6 WBSK
HOOLE	658098	5 WAB
HOSP CRK	350098	1 DETR
HUXLEY	250098	5 ELRS
HUXLEY	310004	0 L MANN D
HUXLEY	334098	15 BSL QTZ
HUXLEY	300098	901 GLAU
HUXLEY	126098	27 BR
HUXLEY	334098	5 BSL QTZ
HUXLEY	336098	1 ELRS
HUXLEY	126098	20 BR
HUXLEY	334098	12 ELRS
HUXLEY	126002	0 BR B
HUXLEY	126008	0 BR H
HUXLEY	250098	10 GLC SS
HUXLEY	300098	5 GLC SS
HUXLEY	300098	10 GLC SS
HUXLEY	126098	14 BR
HUXLEY	300098	15 GLC SS
HUXLEY	126098	10 BSL BR
INNISFAL	126098	15 BSL BR
INNISFAL	218098	3 VIK SS
INNISFAL	244098	10 BL
INNISFAL	642098	10 PEK
INNISFAL	300098	5 GLC SS
INNISFAL	218098	901 VIK
INNISFAL	658098	5 WAB
INNISFAL	336098	10 ELRS
INNISFAL	642098	3 PEK
INNISFAL	306098	5 WBSK
INNISFAL	720003	0 D-3 C
INNISFAL	642001	0 PEK A
INVERNSS	218098	5 VIK SS
IOSEGUN	326098	15 GETH
JARVIE	218098	6 VIK SS
JARVIE	248098	5 MANN
JARVIE	218009	0 VIK I
JARVIE	220207	0 VIK G
JARVIE	310098	7 OST SS
JARVIE	218098	10 VIK SS
JARVIE	336098	20 ELRS
JARVIE	218098	7 VIK SS
JARVIE	336098	26 ELRS
JARVIE	218098	3 VIK SS
JARVIE	300098	5 GLC SS
JARVIE	250098	5 U MANN
JARVIE	336098	25 ELRS
JARVIE	336098	15 ELRS
JARVIE	250098	10 U MANN
JARVIE N	218098	18 VIK SS
JARVIE N	218098	900 VIK SS
JARVIE N	312098	5 OST
JARVIE N	218098	15 VIK SS

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
JARVIE N	218098	20 VIK SS
JARVIE N	218098	10 VIK SS
JARVIE N	300098	5 GLC SS
JARVIE N	336098	5 ELRS
JARVIE N	336098	10 ELRS
JARVIE N	250098	5 U MANN
JOUSS	228098	5 PR
JOUSS	326098	5 GETH
JOUSS	326098	10 GETH
JUDY CK	218098	50 VIK SS
JUDY CK	218098	5 VIK SS
JUDY CK	336098	10 ELRS
JUDY CK	326098	5 GETH
JUDY CK	218098	10 VIK SS
JUDY CK	248098	5 MANN
JUDY CKS	218098	901 VIK
JUDY CKS	218098	5 VIK SS
JUDY CKS	610001	0 RUND A
KAYBOB	266098	10 NOTI
KAYBOB	326098	7 GETH
KAYBOB	326098	46 GETH
KAYBOB	326098	48 GETH
KAYBOB	432098	1 RK CK
KAYBOB	658098	1 WAB
KAYBOB	696001	0 NIS A
KAYBOB	248098	2 MANN
KAYBOB	326098	13 GETH
KAYBOB	192098	901 DUNV
KAYBOB	326023	0 GETH W
KAYBOB	192098	5 DUNV
KAYBOB	218098	16 VIK SS
KAYBOB	266006	0 NOTI F
KAYBOB	304001	0 BLSK A
KAYBOB	326009	0 GETH I
KAYBOB	326025	0 GETH Y
KAYBOB	326098	42 GETH
KAYBOB	250098	2 U MANN
KAYBOB	218098	17 VIK SS
KAYBOB	326098	5 GETH
KAYBOB	326098	25 GETH
KAYBOB	326098	40 BSL GETH
KAYBOB	326098	51 GETH
KAYBOB	218098	4 VIK SS
KAYBOB	218098	8 VIK SS
KAYBOB	266098	23 NOTI
KAYBOB	326098	47 GETH
KAYBOB	266098	15 NOTI
KAYBOB	218098	9 VIK SS
KAYBOB	326002	0 GETH B
KAYBOB	326098	44 GETH
KAYBOB	658001	0 WAB
KAYBOB	326098	15 GETH
KAYBOB	218098	15 VIK SS
KAYBOB	326098	12 GETH
KAYBOB	326015	0 GETH O
KAYBOB	326098	27 GETH
KAYBOB	326001	0 GETH A
KAYBOB	266098	5 NOTI
KAYBOB	326098	10 GETH
KAYBOB	192098	902 DUNV
KAYBOB	326014	0 GETH N
KAYBOB	326098	30 BSL GETH
KAYBOB	696002	0 NIS B
KAYBOBS	266098	2 NOTI
KAYBOBS	300098	15 GETH
KAYBOBS	304098	5 U MANN
KAYBOBS	304098	20 BLSK
KAYBOBS	304098	28 BLSK
KAYBOBS	326098	10 L MANN
KAYBOBS	326098	17 GETH
KAYBOBS	326098	18 CADM
KAYBOBS	326098	20 GETH
KAYBOBS	326098	57 GETH
KAYBOBS	348098	20 CADM
KAYBOBS	432098	10 RK CK
KAYBOBS	432098	11 RK CK
KAYBOBS	432098	12 RK CK
KAYBOBS	696001	0 NIS A
KAYBOBS	696098	5 NIS
KAYBOBS	744098	5 SW HL
KAYBOBS	744098	10 SW HL
KAYBOBS	326098	15 GETH
KAYBOBS	432098	5 RK CK
KAYBOBS	304098	908 BLSK
KAYBOBS	304098	909 BLSK
KAYBOBS	304098	907 BLSK
KAYBOBS	326098	33 GETH
KAYBOBS	304006	0 BLSK F
KAYBOBS	304007	0 BLSK G
KAYBOBS	304098	26 BLSK
KAYBOBS	304098	27 BLSK
KAYBOBS	326003	0 GETH C
KAYBOBS	326098	4 GETH
KAYBOBS	326098	5 GETH
KAYBOBS	326098	26 GETH
KAYBOBS	326098	63 GETH

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
KAYBOBS	348098	10 CADM
KAYBOBS	500098	1 TRIA SYS
KAYBOBS	680098	3 BLUE
KAYBOBS	326098	24 GETH
KAYBOBS	500098	5 TRIA SYS
KAYBOBS	326098	25 GETH
KAYBOBS	326098	2 GETH
KAYBOBS	326098	901 GETH
KAYBOBS	348098	4 CADM
KAYBOBS	326005	0 GETH E
KAYBOBS	326098	30 GETH
KAYBOBS	432098	14 RK CK
KAYBOBS	326098	22 GETH
KAYBOBS	326098	59 GETH
KAYBOBS	432098	7 RK CK
KAYBOBS	326098	40 GETH
KAYBOBS	326098	3 GETH
KAYBOBS	326098	6 GETH
KAYBOBS	680098	4 BLUE
KILSYTH	336098	5 ELRS
KILSYTH	336098	10 ELRS
KITTY	304098	5 BLSK
LANAWAY	218098	901 VIK
LANAWAY	248098	10 MLTN SD
LANAWAY	642098	20 PEK
LANAWAY	176005	0 CARD E
LANAWAY	248098	20 ELRS
LANAWAY	176003	0 CARD C
LANAWAY	248006	0 MANN F
LANAWAY	696001	0 D-2A
LANAWAY	350098	5 DETR
LANAWAY	446098	1 RK CK
LANAWAY	248098	15 ELRS
LEAMAN	250098	10 GLC SS
LEAMAN	250098	15 GLC SS
LEAMAN	444001	0 NORD A
LEAMAN	444002	0 NORD B
LEAMAN	444098	5 NORD
LEAMAN	444098	10 NORD
LEAMAN	444098	15 NORD
LEAMAN	126098	5 BR
LEAMAN	250098	5 U MANN
LEAMAN	310098	10 L MANN
LEAMAN	642098	2 PEK
LEAMAN	696098	5 NIS
LEDDY	228098	5 PR
LEDDY	264098	5 SPRT R
LEECH	218098	5 VIK SS
LENNOX	218098	1 VIK SS
LENNOX	644098	5 BNFF
LENNOX	300098	1 GLC SS
LEPINE	250098	5 U MANN
LEPINE	336098	5 ELRS
LONEP CK	642098	1 PEK
LONEP CK	658098	10 CROS
LONEP CK	310098	5 BSL QTZ
LONEP CK	218098	4 VIK SS
LONEP CK	126098	5 BR
LONEP CK	218098	2 VIK SS
LONEP CK	610098	901 PEK
LONEP CK	610098	5 PEK
LONEP CK	658098	901 CROS
LONEP CK	658098	5 CROS
LOON	304098	1 BLSK
LOUISE	326098	5 GETH
LSMOKY	560098	5 PM-PN SYS
LSMOKY	600098	6 PEK
LSMOKY	560098	10 BELL
LSMOKY	326098	1 GETH
LUNFORD	126098	5 BR
LUNFORD	250098	5 U MANN
LUNFORD	310098	5 ELRS
LUNFORD	310098	10 ELRS
LUNFORD	310098	50 ELRS
LUNFORD	218098	5 VIK SS
LUNFORD	218098	7 VIK SS
LUNFORD	126098	10 BSL BR
LUNFORD	336098	1 ELRS
LUNFORD	250098	10 U MANN
MAJEAU	126098	5 BSL BR
MAJEAU	218098	5 VIK SS
MAJEAU	250098	3 GLC SS
MAJEAU	250098	10 GLC SS
MAJEAU	310098	9 ELRS
MAJEAU	310098	14 ELRS
MAJEAU	310098	25 ELRS
MAJEAU	310098	37 ELRS
MAJEAU	644098	3 BNFF
MAJEAU	310098	38 ELRS
MAJEAU	300004	0 GLC D
MAJEAU	310098	15 ELRS
MAJEAU	250098	20 GLC SS
MAJEAU	310098	8 BSL QTZ
MAJEAU	218098	3 VIK SS
MAJEAU	250098	4 GLC SS
MAJEAU	658001	0 WAB A

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
MAJEAU	310098	13 BSL QTZ
MAJEAU	644098	15 BNFF
MANOLA	310098	27 L MANN
MANOLA	126098	1 BR
MANOLA	310098	25 ELRS
MANOLA	310098	5 OST SS
MANOLA	310098	3 ELRS
MARKRVLE	218098	901 VIK
MARKRVLE	336098	9 ELRS
MARKRVLE	218098	2 VIK SS
MARKRVLE	336098	6 ELRS
MARKRVLE	310098	5 L MANN
MARKRVLE	336098	7 ELRS
MARLBORO	266098	1 NG I1
MARLBORO	326003	0 GETH C
MARTEN	250098	15 WBSK
MARTEN	250098	20 WBSK
MARTEN	250098	10 WBSK
MARTEN	250098	5 WBSK
MARTENH	248098	10 MANN
MARTENH	658098	15 WAB
MARTENH	306098	2 WBSK
MARTENH	306098	10 WBSK
MARTENH	262098	26 L GRD RP
MARTENH	262098	40 GRD RP
MARTENH	306098	1 WBSK
MARTENH	262098	33 GRD RP
MARTENH	262098	45 GRD RP
MARTENH	262098	50 L GRD RP
MARTENH	262098	61 GRD RP
MARTENH	262098	67 GRD RP
MARTENH	306010	0 WBSK J
MARTENH	306098	27 WBSK
MARTENH	306098	30 WBSK
MARTENH	658003	0 WAB C
MARTENH	262098	60 GRD RP
MARTENH	262098	62 GRD RP
MARTENH	248098	11 MANN
MARTENH	262098	25 GRD RP
MARTENH	262098	27 L GRD RP
MARTENH	262098	63 GRD RP
MARTENH	306098	20 WBSK
MARTENH	262098	29 GRD RP
MARTENH	218003	0 VIK C
MARTENH	262098	28 U GRD RAP
MARTENH	248098	12 MANN
MARTENH	280098	10 CLWT SD
MARTENH	306098	15 WBSK
MARTENH	218098	5 VIK SS
MARTENH	218098	20 VIK SS
MARTENH	306098	3 WBSK
MARTENH	350098	5 DETR
MARTENH	306098	34 WBSK
MARTENH	306098	25 WBSK
MARTENH	262002	0 GRD RP B
MARTENH	275098	1 L GRD RP
MARTENH	658098	10 WAB
MARTENH	306098	901 WBSK
MARTENH	306002	0 WBSK B
MARTENH	306098	4 WBSK
MARTENH	658002	0 WAB B
MARTENH	328098	1 MCMY
MARTENH	658098	16 WAB
MCKINLEY	348098	5 CADM
MCKINLEY	500098	5 TRIA SYS
MCKINLEY	304098	1 BLSK
MCLEANSC	228098	1 PR
MCLEANSC	976098	1 GRWH
MCLEANSC	304098	1 BLSK
MCLEANSC	326098	1 GETH
MCLEOD	432098	10 RK CK
MCLEOD	778098	5 GLWD
MCLEOD	432098	901 ROCK CK
MCLEOD	336098	901 ELRS
MCLEOD	304098	3 BLSK
MCLEOD	326098	901 GETH
MCLEOD	304098	1 BLSK
MCLEOD	336098	1 ELRS
MCLEOD	432098	902 RK CK
MCLEOD	106098	5 EDM
MCLEOD	326060	2 GETH N
MCLEOD	432098	11 RK CK
MCLEOD	176098	10 CARD SD
MCLEOD	432098	12 RK CK
MCLEOD	326098	902 NITON SAND
MCLEOD	326060	1 GETH M
MCLEOD	176098	20 CARD SD
MCLEOD	744098	1 BH LK
MCLEOD	304098	2 BLSK
MCLEOD	432098	14 RK CK
MCLEOD	326098	6 GETH
MCMULLEN	328098	2 MCMY
MCMULLEN	328098	901 MCMY
MCMULLEN	306098	901 WBSK
MEADOW	218098	20 VIK SS
MEDRIVER	218098	7 VIK SS

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
MEDRIVER	218098	8 VIK SS
MEDRIVER	310098	10 L MANN
MEDRIVER	316012	0 OST L
MEDRIVER	316098	4 OST SS
MEDRIVER	316098	5 OST SS
MEDRIVER	316098	20 OST
MEDRIVER	316098	21 OST SS
MEDRIVER	316098	22 OST
MEDRIVER	316098	901 OST
MEDRIVER	320098	2 BSL MANN
MEDRIVER	334017	0 BSL QTZ Q
MEDRIVER	334018	0 BSL QTZ R
MEDRIVER	334098	5 BSL QTZ
MEDRIVER	334098	15 BSL QTZ
MEDRIVER	334098	20 BSL QTZ
MEDRIVER	334098	25 ELRS
MEDRIVER	336098	25 RK CK
MEDRIVER	432098	10 RK CK
MEDRIVER	446008	0 JUR H
MEDRIVER	446098	10 JUR SS
MEDRIVER	316098	3 OST
MEDRIVER	334098	30 BSL QTZ
MEDRIVER	218098	5 VIK SS
MEDRIVER	300011	0 GLC K
MEDRIVER	334015	0 BSL QTZ O
MEDRIVER	334020	0 BSL QTZ T
MEDRIVER	336098	12 ELRS
MEDRIVER	642013	0 PEK M
MEDRIVER	642022	0 PEK V
MEDRIVER	720002	0 D-3B
MEDRIVER	316098	6 OST
MEDRIVER	334098	10 BSL QTZ
MEDRIVER	446098	901 JUR
MEDRIVER	320002	0 BSL MANN B
MEDRIVER	446007	0 JUR G
MEDRIVER	640098	80 SHUN
MEDRIVER	300098	2 GLC SS
MEDRIVER	334013	0 BSL QTZ M
MEDRIVER	336098	10 ELRS
MEDRIVER	336098	5 ELRS
MEDRIVER	126098	5 BSL BR
MEDRIVER	400098	1 RK CK
MEDRIVER	316004	0 OST D
MEDRIVER	720098	5 LED
MEDRIVER	444098	5 NORD
MEDRIVER	642012	0 PEK L
MEDRIVER	334098	901 BSL QTZ
MEDRIVER	310098	5 L MANN
MEDRIVER	446010	0 JUR J
MEDRIVER	446006	0 JUR F
MEDRIVER	446009	0 JUR I
MEDRIVER	642015	0 PEK O
MEDRIVER	336098	26 ELRS
MEDRIVER	642098	15 PEK
MEEKWAP	696006	0 D-2F
MELLOWD	218098	6 VIK SS
MELLOWD	310098	10 ELRS
MELLOWD	218098	7 VIK SS
MELLOWD	310098	5 L MANN
MEYER	250098	30 GRD RP
MEYER	658098	5 WAB
MEYER	658098	10 WAB
MEYER	250098	22 GRD RP
MEYER	248098	7 CLWT SD
MEYER	248098	5 GRD RP
MEYER	248098	6 CLWT SD
MEYER	250010	0 U MANN J
MEYER	250011	0 U MANN K
MEYER	250098	10 GRD RP
MEYER	250098	15 GRD RP
MEYER	250098	27 GRD RP
MEYER	310098	3 MCMY
MEYER	248098	8 MANN
MEYER	218098	1 VIK SS
MEYER	310098	10 MCMY
MEYER	310098	15 MCMY
MEYER	248098	3 GRD RP
MEYER	658098	15 WAB
MEYER	658098	901 WAB
MEYER	250098	3 GRD RP
MEYER	250098	5 U MANN
MEYER	658098	27 WAB
MEYER	658098	26 WAB
MEYER	658098	25 WAB
MINEHEAD	126098	10 BR
MINEHEAD	610098	5 ELTN
MINHIK	106098	5 EDM
MINHIK	336098	3 ELRS
MINHIK	432098	901 RK CK
MINHIK	444098	5 NORD
MINHIK	644098	5 BNFF
MINHIK	310098	15 OST SS
MINHIK	126098	5 BSL BR
MINHIK	644098	10 BNFF
MINHIK	126098	17 BR
MINHIK	310098	17 OST SS

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
PEMBINA	126310	0 BR JJJ
PEMBINA	126326	0 BR ZZZ
PEMBINA	126331	0 BR E2E
PEMBINA	126350	0 BR X2X
PEMBINA	126352	0 BR ZZZ
PEMBINA	126413	999 BR M3M
PEMBINA	126415	0 BR O3O
PEMBINA	176004	0 CARD D
PEMBINA	186002	0 ZWS B
PEMBINA	218098	2 VIK SS
PEMBINA	300026	0 GLC Z
PEMBINA	300035	0 GLC II
PEMBINA	300098	27 GLC SS
PEMBINA	446007	0 JUR G
PEMBINA	300098	25 GLC SS
PEMBINA	332098	1 SUNB
PEMBINA	312098	26 OST
PEMBINA	644002	0 BNFF B
PEMBINA	312098	2 OST SS
PEMBINA	126098	22 AR
PEMBINA	336098	6 ELRS
PEMBINA	336098	46 ELRS
PEMBINA	218098	4 VIK SS
PEMBINA	218098	20 VIK SS
PEMBINA	336098	7 ELRS
PEMBINA	106098	2 EDM
PEMBINA	176098	5 CARD SD
PEMBINA	218098	8 VIK SS
PEMBINA	300098	3 GLC SS
PEMBINA	336098	20 ELRS
PEMBINA	126098	20 BR
PEMBINA	336098	35 ELRS
PEMBINA	126098	21 BR
PEMBINA	312098	10 OST SS
PEMBINA	312098	20 OST
PEMBINA	336098	2 ELRS
PEMBINA	642098	3 PEK
PEMBINA	644098	12 NORD
PEMBINA	126098	53 BSL BR
PEMBINA	126098	50 BR
PEMBINA	248098	10 MANN
PEMBINA	432098	3 RK CK
PEMBINA	126098	45 BR
PEMBINA	126098	75 BR
PEMBINA	218098	15 VIK SS
PEMBINA	126098	26 BSL BR
PEMBINA	336098	42 ELRS
PEMBINA	124098	1 BSL BR
PEMBINA	126098	65 BSL BR
PEMBINA	218098	21 VIK SS
PEMBINA	336098	33 ELRS
PEMBINA	336098	54 BSL QTZ
PEMBINA	106098	10 EDM
PEMBINA	126098	105 BR
PEMBINA	126098	12 BSL BR
PEMBINA	300098	4 GLC SS
PEMBINA	310098	20 BSL QTZ
PEMBINA	642098	1 PEK
PEMBINA	126098	253 BR
PEMBINA	336098	902 BSL QTZ
PEMBINA	126098	76 BR
PEMBINA	312098	5 OST SS
PEMBINA	218098	9 VIK SS
PEMBINA	310098	21 ELRS
PEMBINA	336098	30 ELRS
PEMBINA	644098	10 BNFF
PEMBINA	336098	17 ELRS
PEMBINA	336098	8 ELRS
PEMBINA	126098	225 BR
PEMBINA	336098	903 BSL QTZ
PEMBINA	126098	24 BSL BR
PEMBINA	106098	8 EDM
PEMBINA	106098	15 EDM
PEMBINA	126098	110 BSL BR
PEMBINA	126098	263 BR
PEMBINA	126098	901 BR
PEMBINA	248098	12 MANN
PEMBINA	336098	15 ELRS
PEMBINA	336098	47 ELRS
PEMBINA	446015	0 JUR O
PEMBINA	644098	35 BNFF
PEMBINA	444098	5 NORD
PEMBINA	300098	12 GLC SS
PEMBINA	336010	0 ELRS J
PEMBINA	640098	5 SHUN
PEMBINA	218098	11 VIK SS
PEMBINA	432098	10 RK CK
PEMBINA	444098	3 NORD
PEMBINA	126098	25 BR
PEMBINA	336098	1 ELRS
PEMBINA	446019	0 JUR S
PEMBINA	642098	2 PEK
PEMBINA	300019	0 GLC S
PEMBINA	312098	30 OST SS
PEMBINA	696098	10 NIS
PEMBINA	126098	17 BSL BR

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
PEMBINA	126098	252 BSL BR
PEMBINA	250098	5 U MANN
PEMBINA	644098	1 BNFF
PEMBINA	126098	7 BR
PEMBINA	256098	2 CLNY
PEMBINA	106098	1 EDM
PETER	250098	10 WBSK
PETER	218001	0 VIK A
PETER	306098	5 WBSK
PETER	328098	901 MCM
PETER	248098	1 MANN
PHOENIX	300098	10 GLC SS
PHOENIX	336098	11 ELRS
PHOENIX	336098	5 ELRS
PHOENIX	336098	10 ELRS
PINE CK	218098	5 VIK SS
PINE CK	250098	12 MANN
PINE CK	300098	5 GLC SS
PINE CK	326098	7 GETH
PINE CK	326098	10 GETH
PINE CK	348098	15 CADM
PINE CK	446098	10 NORD
PINE CK	250098	10 BLSK
PINE CK	326098	12 GETH
PINE CK	326098	2 GETH
PINE CK	638098	901 ELTN
PINE CK	218098	6 VIK SS
PINE CK	638098	2 ELTN
PINE CK	336098	1 ELRS
PINE CK	326098	5 GETH
PINE CK	326098	3 GETH
PINE CK	250098	5 SPRT R
PINE CK	304098	3 BLSK
PINE CK	326098	11 GETH
PLACID	310098	4 CADM
PLACID	348098	5 CADM
PLACID	326098	5 GETH
PLACID	176098	1 CARD SD
PRAIRR	304098	1 BLSK
PRAIRR	326098	1 GETH
PRAIRR	612098	5 DBLT
PRAIRR	612098	6 DBLT
PRESLEY	310098	10 GETH
PRESLEY	250098	5 U MANN
PREVO	218011	0 VIK K
PREVO	310098	2 ELRS
PREVO	310098	15 ELRS
PREVO	310007	0 L MANN G
PREVO	310098	10 ELRS
PREVO	310098	5 BSL MANN
PREVO	310098	12 ELRS
PREVO	644098	5 BNFF
PRKR	336003	0 ELRS C
RASPB	326098	5 GETH
REDEARTH	304098	2 BLSK
REDEARTH	304098	10 BLSK
REDEARTH	306098	5 BLSK
REDEARTH	658098	5 WAB
REDEARTH	306098	10 BLSK
REDEARTH	304098	1 BLSK
REDEARTH	304098	3 BLSK
REINE	500098	5 TRIA SYS
RICINUS	218008	0 VIK H
RICINUS	218009	0 VIK I
RICINUS	218010	0 VIK J
RICINUS	218098	13 VIK SS
RICINUS	218098	43 VIK SS
RICINUS	218098	11 VIK SS
RICINUS	218098	38 VIK SS
RICINUS	218098	39 VIK SS
RICINUS	176098	5 CARD SD
RICINUS	696098	10 NIS
RICINUS	218098	30 VIK SS
RICINUS	218098	15 VIK SS
RICINUS	696098	5 NIS
RICINUS	218098	8 VIK SS
RICINUS	310098	5 L MANN
ROCHE	248098	5 MANN
ROSEVEAR	250098	5 GLC SS
ROSEVEAR	556098	901 BLY
ROSEVEAR	778098	10 GLWD
ROXANA	304098	10 BLSK
ROXANA	304098	16 BLSK
ROXANA	326098	5 GETH
ROXANA	326098	10 GETH
ROXANA	556098	5 BELL
ROXANA	304098	15 BLSK
ROXANA	326098	3 GETH
ROXANA	326098	20 GETH
ROXANA	228098	5 PR
ROXANA	326098	15 GETH
ROXANA	304098	5 BLSK
RUEBEN	218098	5 VIK SS
SAKWATMA	326098	15 GETH
SAKWATMA	326098	16 GETH
SAKWATMA	310098	10 GETH

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
MINHIK	310098	4 ELRS
MINHIK	250098	5 U MANN
MINHIK	310098	20 ELRS
MINHIK	300098	10 GLC SS
MINHIK	126098	15 BR
MINHIK	106098	10 EDM
MINHIK	312004	0 OST D
MINHIK	126098	16 BR *
MINHIK	444098	10 NORD
MISTAHAE	250098	7 GRD RP
MISTAHAE	250098	15 WBSK
MISTAHAE	350098	1 DETR
MISTAHAE	306098	1 WBSK
MISTAHAE	262098	1 GRD RP
MITSUE	250006	0 U MANN F
MITSUE	250098	19 CLNY
MITSUE	250098	36 U MANN
MITSUE	248098	21 CLWT
MITSUE	250098	23 U MANN
MITSUE	778098	5 GLWD *
MITSUE	250098	5 GRD RP
MITSUE	250098	10 GRD RP
MITSUE	250098	902 CLNY
MITSUE	250098	903 CLNY
MITSUE	306098	10 WBSK
MITSUE	310098	10 MCMY
MITSUE	250008	0 U MANN H
MITSUE	250098	35 MANN
MITSUE	250098	16 U MANN
MITSUE	250098	12 MANN
MITSUE	218098	901 VIK
MITSUE	250098	11 U MANN
MITSUE	250098	13 U MANN
MITSUE	250098	14 U MANN
MITSUE	306098	12 WBSK
MITSUE	250098	22 U MANN
MITSUE	306098	13 WBSK
MITSUE	248098	5 U MANN
MITSUE	248098	20 MANN
MITSUE	250098	39 U MANN
MITSUE	250098	15 U MANN
MITSUE	326098	2 GETH
MITSUE	250098	30 MANN
MITSUE	310098	5 BLSK-GETH
MITSUE	250098	38 U MANN
MOONEY	304001	0 BLSK A
MOONEY	788098	10 KR SS
MOONEY	218098	10 VIK SS
MORKILL	106098	5 EDM
MORSE	642098	5 PEK
MORSE	642098	10 PEK
MUSKWA	250098	5 WBSK
MYSTERY	350098	5 DETR
MYSTERY	218098	5 VIK SS
NEERLAND	126098	1 BR
NEERLAND	336098	10 MANN
NEERLAND	644098	11 BNFF
NEERLAND	218098	7 VIK SS
NEERLAND	310098	70 L MANN
NEERLAND	336098	5 ELRS
NEERLAND	336098	13 ELRS
NEERLAND	644098	3 L MANN
NEGUS	326098	5 GETH
NEWTON	126098	5 BR
NEWTON	126098	10 BSL BR
NEWTON	218098	5 VIK SS
NEWTON	250098	5 U MANN
NEWTON	250098	15 ELRS
NEWTON	250098	20 ELRS
NEWTON	250098	2 MANN
NEWTON	256098	901 ELRS
NEWTON	250098	10 U MANN
NEWTON	310098	1 L MANN
NIPISI	300098	5 GLC SS
NIPISI	778003	999 GLWD C
NIPISI	778005	0 GLWD E
NIPISI	778006	0 GLWD F
NIPISI	778007	0 GLWD G
NIPISI	264098	5 SPRT R
NITON	334014	0 BSL QTZ N
NITON	334098	3 L MANN
NITON	336098	901 ELRS
NITON	432098	12 RK CK
NITON	432098	11 RK CK
NITON	334098	40 ELRS
NITON	334098	25 ELRS
NITON	432098	901 RK CK
NITON	334098	30 ELRS
NITON	432098	10 RK CK
NITON	340098	1 ELRS
NITON	334098	13 BSL QTZ
NITON	334098	5 BSL QTZ
NITON	334098	2 ELRS
NITON	336098	8 ELRS
NORMANDV	228098	5 PR
NORMANDV	612098	10 DBLT

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
NORMANDV	612098	15 DBLT
NORMANDV	600098	10 DBLT
NORMANDV	600098	20 DBLT
NORMANDV	600098	6 DBLT
NORMANDV	600098	15 DBLT
NORMANDV	556098	5 BELL
NORMANDV	500098	10 TRIA SYS
NORMANDV	500098	15 TRIA SYS
NORMANDV	658004	0 D-1 D
NORTHVLL	218098	5 VIK SS
NORTHVLL	446098	901 RK CK L
O'CHIESE	126098	10 BSL BR
OCHRE	758098	10 SL PT
OGSTON	304098	3 BLSK
OGSTON	304098	25 BLSK
OGSTON	304098	26 BLSK-GETH
PADDLE R	336098	10 ELRS
PADDLE R	444098	10 BSL QTZ
PADDLE R	444098	15 NORD
PADDLE R	644098	5 BNFF
PADDLE R	444098	30 NORD
PADDLE R	444098	31 NORD
PADDLE R	126098	5 BR
PADDLE R	336098	901 ELRS
PADDLE R	444098	20 NORD
PADDLE R	218098	1 VIK SS
PASTECHO	644098	5 BNFF
PAUL	306098	2 WBSK
PEAVINE	524001	0 MONT A
PEAVINE	524002	0 MONT B
PEAVINE	228098	5 VIK SS
PELICAN	306098	50 WBSK
PELICAN	306002	0 WBSK B
PELICAN	306098	90 WBSK
PELICAN	306098	93 WBSK
PELICAN	306098	87 WBSK
PELICAN	306098	55 WBSK
PELICAN	306001	0 WBSK A
PELICAN	306098	95 WBSK
PELICAN	306098	25 WBSK
PEMBINA	126098	52 BSL BR
PEMBINA	126098	60 BR
PEMBINA	126098	80 BR
PEMBINA	126098	100 BR
PEMBINA	126098	115 BR
PEMBINA	126098	251 BSL BR
PEMBINA	126098	905 BSL BR
PEMBINA	126098	906 BR
PEMBINA	218098	902 VIK
PEMBINA	250098	7 MANN
PEMBINA	250098	901 OST
PEMBINA	300098	5 GLC SS
PEMBINA	300098	16 GLC SS
PEMBINA	300098	18 GLC SS
PEMBINA	312098	15 OST SS
PEMBINA	336098	9 ELRS
PEMBINA	336098	14 ELRS
PEMBINA	336098	16 ELRS
PEMBINA	336098	40 ELRS
PEMBINA	336098	44 ELRS
PEMBINA	432098	2 RK CK
PEMBINA	444098	2 NORD
PEMBINA	444098	26 NORD
PEMBINA	446098	10 NORD
PEMBINA	446098	14 RK CK
PEMBINA	642098	5 PEK
PEMBINA	644098	2 BNFF
PEMBINA	644098	13 BNFF
PEMBINA	644098	14 BNFF
PEMBINA	680098	5 BLUE
PEMBINA	300098	905 GLAU
PEMBINA	444098	901 NORD
PEMBINA	444098	902 NORD
PEMBINA	126098	18 BSL BR
PEMBINA	312098	901 OST
PEMBINA	312098	903 OST
PEMBINA	336098	13 ELRS
PEMBINA	444098	20 NORD
PEMBINA	126098	27 BSL BR
PEMBINA	218098	903 VIK
PEMBINA	218098	904 VIK
PEMBINA	218098	905 VIK
PEMBINA	218098	906 VIK
PEMBINA	218098	907 VIK
PEMBINA	336098	4 ELRS
PEMBINA	126098	254 BR
PEMBINA	126418	0 BR R3R
PEMBINA	176015	0 CARD O
PEMBINA	300032	0 GLC FF
PEMBINA	300036	0 GLC JJ
PEMBINA	312098	902 OST
PEMBINA	336019	0 ELRS S
PEMBINA	432098	5 RK CK
PEMBINA	446010	0 JUR J
PEMBINA	446041	0 JUR OO
PEMBINA	446098	16 JUR SS *

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
SAKWATMA	556098	5 BELL
SAKWATMA	756098	10 SW HL
SANGUDO	218098	5 VIK SS
SANGUDO	126098	11 BR
SANGUDO	444098	10 NORD
SANGUDO	126098	3 BR
SANGUDO	444098	5 NORD
SANGUDO	126098	7 BR
SANGUDO	126098	10 BR
SARAH	310098	15 ELRS
SARAH	126098	5 BR
SARAH	310098	5 L MANN
SAXON	326098	5 GETH
SAXON	348098	5 CADM
SAXON	348098	10 CADM
SAXON	326098	7 GETH
SEAL	612098	10 DBLT
SEAL	612001	0 DBLT A
SEAL	264098	5 SPRT R
SEAL	612098	15 DBLT
SEAL	612098	5 DBLT
SEAL	612098	2 DBLT
SEAL	612098	3 DBLT
SHADOW	264098	15 SPRT R
SHADOW	264098	10 SPRT R
SHADOW	264098	5 SPRT R
SIMONETE	192098	10 DUNV
SIMONETE	348098	5 CADM
SIMONETE	720098	5 LED
SIMONETE	192098	12 DUNV
SIMONETE	326098	4 GETH
SIMONETE	326098	901 L GETH
SIMONETE	228098	10 PR
SIMONETE	348098	10 CADM
SIMONETE	326098	7 GETH
SIMONETE	228098	5 PR
SIMONETE	326098	5 GETH
SIMONN	326098	5 GETH
SLAVE	640002	0 SHUN B
SMITH	262098	25 GRD RP
SMITH	262098	21 GRD RP
SMITH	306098	5 WBSK
SMITH	306098	8 WBSK
SMITH	306098	901 WBSK
SMITH	306098	902 WBSK
SMITH	306098	903 WBSK
SMITH	658098	15 WAB
SMITH	658098	16 WAB
SMITH	658098	17 WAB
SMITH	306098	6 WBSK
SMITH	262098	10 GRD RP
SMITH	262098	16 GRD RP
SMITH	262098	17 GRD RP
SMITH	262099	GRD RP
SMITH	262098	18 GRD RP
SMITH	262098	24 GRD RP
SMITH	256098	10 CLNY
SMITH	262098	15 GRD RP
SMITH	262098	28 GRD RP
SMITH	306098	3 WBSK
SMITH	350098	2 DETR *
SMITH	262099	GRD RP
SMITH	306098	7 WBSK *
SMITH	262098	22 GRD RP
SMITH	262098	20 GRD RP
SMITH	262098	27 GRD RP
SMITH	306001	0 WBSK A
SMITH	280098	1 CLWT SD
SMITH	350098	1 DETR
SPUR	256098	901 CLNY
SPUR	280098	901 CLWT
SPUR	248098	8 MANN
SPUR	250004	0 U MANN D
SPUR	250098	901 MCLR
SPUR	250098	902 L MCLR
SPUR	250098	25 MANN
SPUR	306098	5 GLC SS
SPUR	306098	10 WBSK
SPUR	250098	5 U MANN
SPUR	280098	902 CLWT
SPUR	250098	20 MANN
SPUR	280098	903 CLWT B
SPUR	248098	11 MANN
ST ANNE	644002	0 BNFF B
ST ANNE	644006	0 BNFF F
ST ANNE	444098	10 NORD
ST ANNE	300098	15 GLC SS
ST ANNE	444098	901 NORD
ST ANNE	300098	16 GLC SS
ST ANNE	300098	10 GLC SS
STEELE	250001	0 U MANN A
STEELE	262020	0 GRD RP T
STEELE	262021	0 GRD RP U
STEELE	248098	6 MANN
STEELE	248098	901 MANN
STEELE	218098	7 VIK SS

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
STEELE	262022	0 GRD RP V
STEELE	262098	3 CLNY
STEELE	336098	1 ELRS
STEELE	256098	3 CLNY
STEELE	248098	8 MANN
STEELE	250098	20 U MANN
STEELE	218098	5 VIK SS
STEELE	250098	25 U MANN
STEELE	250098	15 U MANN
STEELE	250098	10 MANN
STEELE	218098	6 VIK SS
STEELE	262098	4 GRD RP
STEELE	256098	4 CLNY
STEELE	248098	7 MANN
STEWART	300098	5 GLC SS
STEWART	134098	1 PEK
STEWART	126098	901 BR
STEWART	218098	1 VIK SS
STEWART	310098	5 ELRS
STONY	336098	6 ELRS
STONY	336098	5 ELRS
STUR LK	326098	10 GETH
STUR LK	326098	15 GETH
STUR LK	560098	5 PM-PN SYS
STUR LK	720002	0 D3 B
STUR LK	778098	5 GLWD
STUR LKS	310098	5 L MANN
STUR LKS	326098	21 GETH
STUR LKS	326098	22 GETH
STUR LKS	326098	23 GETH
STUR LKS	348098	10 CADM
STUR LKS	500098	6 TRIA SYS
STUR LKS	500005	0 TRIA E
STUR LKS	720004	0 D-3 D
STUR LKS	500004	0 TRIA D
STUR LKS	326098	20 GETH
STUR LKS	560098	5 BELL
STUR LKS	326098	5 GETH
STUR LKS	326098	15 CADM
SUNSET	326098	5 BSL GETH
SUNSET	304098	5 BLSK
SWALWELL	126005	0 BR E
SWALWELL	126098	30 BR
SWALWELL	126098	40 BR *
SWALWELL	218006	0 VIK F
SWALWELL	642098	15 PEK
SWALWELL	218005	0 VIK E
SWALWELL	218098	17 VIK SS
SWALWELL	126098	29 BR
SWALWELL	126098	43 BR
SWALWELL	640098	13 SHUN
SWALWELL	126098	37 BR
SWALWELL	126098	10 BR
SWALWELL	126098	20 BR
SWALWELL	720098	5 LED
SWALWELL	126098	44 BR
SWALWELL	126098	901 BR
SWANH	218098	1 VIK SS
SWANH	218098	5 VIK SS
SWANH	326098	10 GETH
SWANH	326098	5 GETH
SWANH S	326098	5 GETH
SYLAKE	106098	5 EDM
SYLAKE	186003	0 2WS C
SYLAKE	248098	4 U MANN
SYLAKE	248098	5 MANN
SYLAKE	300012	0 GLC L
SYLAKE	300098	5 GLC SS
SYLAKE	300098	10 GLC SS
SYLAKE	310098	1 ELRS
SYLAKE	310098	9 OST
SYLAKE	310098	10 BSL QTZ
SYLAKE	310098	12 ELRS
SYLAKE	310098	901 OST A
SYLAKE	310098	902 OST B
SYLAKE	312098	5 OST
SYLAKE	316098	5 OST SS
SYLAKE	316098	10 OST SS
SYLAKE	316098	21 OST SS
SYLAKE	334098	10 ELRS
SYLAKE	446002	0 JUR B
SYLAKE	446029	0 JUR CC
SYLAKE	446032	0 JUR FF
SYLAKE	446035	0 JUR II
SYLAKE	446098	55 JUR SYS
SYLAKE	446098	62 RK CX
SYLAKE	642098	7 PEK
SYLAKE	642098	20 PEK
SYLAKE	642098	13 PEK
SYLAKE	640098	11 SHUN
SYLAKE	446098	60 JUR SS
SYLAKE	316098	901 OST
SYLAKE	126001	0 BR A
SYLAKE	300098	11 GLC SS
SYLAKE	316016	0 OST P
SYLAKE	446022	0 JUR V

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
SYLAKE	446024	0 JUR X
SYLAKE	446033	0 JUR GG
SYLAKE	446098	65 JUR SS
SYLAKE	176002	0 CARD B
SYLAKE	300006	0 GLC F
SYLAKE	446009	0 JUR I
SYLAKE	639007	999 ELTN-SHUN G
SYLAKE	310098	6 OST SS
SYLAKE	218098	15 VIK SS
SYLAKE	310098	33 ELRS
SYLAKE	310098	30 L MANN
SYLAKE	310098	28 OST
SYLAKE	310098	29 ELRS
SYLAKE	312098	15 OST SS
SYLAKE	640098	5 RUND
SYLAKE	316098	20 OST SS
SYLAKE	300098	13 GLC SS
SYLAKE	310098	2 BSL QTZ
SYLAKE	310098	26 OST SS
SYLAKE	446098	57 RK CK
SYLAKE	642098	25 PEK
SYLAKE	310098	23 BSL QTZ
SYLAKE	642098	27 PEK
SYLAKE	300098	3 MANN
SYLAKE	310098	5 OST SS
SYLAKE	310098	20 ELRS
SYLAKE	446098	63 JUR SS
SYLAKE	640098	12 SHUN
SYLAKE	640098	10 SHUN
SYLAKE	334098	901 BSL QTZ
SYLAKE	312098	35 OST
SYLAKE	640002	0 SHUN B
SYLAKE	310098	903 BSL QTZ
SYLAKE	642098	10 PEK
SYLAKE	310098	27 OST SS
SYLAKE	642098	14 PEK
SYLAKE	310098	25 OST SS
SYLAKE	310098	24 L MANN
SYLAKE	300098	901 GLAU
SYLAKE	446098	20 JUR SYS
SYLAKE	639098	5 ELTN-SHUN
TANGENT	228098	25 PR
TANGENT	304098	10 BLSK
TANGENT	500098	15 MONT
TANGENT	644098	5 BNFF
TANGENT	658098	19 WAB
TANGENT	500098	23 MONT
TANGENT	500098	16 MONT
TANGENT	500098	8 MONT
TANGENT	304098	20 BLSK
TANGENT	264098	16 SPRT R
TANGENT	264098	17 SPRT R
TANGENT	304004	0 BLSK D
TANGENT	500098	6 TRIA SYS
TANGENT	658027	0 D-1 AA
TANGENT	658028	0 D-1 BB
TANGENT	658033	0 D-1 GG
TANGENT	658105	0 D-1 EEE
TANGENT	500098	20 MONT
TANGENT	326003	0 GETH C
TANGENT	500098	2 TRIA SYS
TANGENT	304098	25 BLSK
TANGENT	500098	25 MONT
TANGENT	612098	3 DBLT
TANGENT	264098	5 SPRT R
TANGENT	304098	12 BLSK
TANGENT	500098	3 TRIA SYS
TANGENT	304098	7 BLSK
TANGENT	304098	26 BLSK
TELFORD	644098	10 BNFF
TELFORD	658098	5 WAB
THORSBY	126098	901 BR
THORSBY	336098	10 ELRS
THORSBY	312098	10 OST
THORSBY	336098	20 ELRS
THORSBY	336098	901 U BSL QTZ
THORSBY	336098	902 L BSL QTZ
THORSBY	334098	10 ELRS
THORSBY	334098	15 ELRS
THORSBY	334098	901 BSL QTZ
THORSBY	300098	15 GLC SS
THORSBY	300098	20 GLC SS
THORSBY	310098	5 ELRS
THORSBY	336098	15 ELRS
THREEHCK	126003	0 BR C
THREEHCK	126098	4 BR
THREEHCK	126098	15 BSL BR
THREEHCK	336002	0 ELRS B
THREEHCK	218098	5 VIK SS
THREEHCK	218098	16 VIK SS
THREEHCK	218098	10 VIK SS
THREEHCK	126098	5 BR
THREEHCK	218098	17 VIK SS
THREEHCK	126098	2 BR
THREEHCK	126098	10 BSL BR
THREEHCK	696098	5 NIS

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
THUNDER	218098	5 VIK SS
THUNDER	218098	10 VIK SS
THUNDER	310098	5 L MANN
THUNDER	446098	2 NORD
THUNDER	446098	1 NORD
THUNDER	336098	1 ELRS
THUNDER	126001	0 BR A
THUNDER	300098	1 GLC SS
TIELAND	310098	5 MCMY
TIMEU	218098	15 VIK SS
TIMEU	336098	5 ELRS
TIMEU	218098	10 VIK SS
TIMEU	218098	20 VIK SS
TIMEU	218098	17 VIK SS
TIMEU	336098	10 ELRS
TIMEU	218098	25 VIK SS
TIMEU	218098	30 VIK SS
TNDSTLL	218098	5 VIK SS
TNDSTLL	642098	15 PEK
TNDSTLL	126098	5 BSL BR
TNDSTLL	642098	5 PEK
TOMAHAWK	316098	10 OST SS
TOMAHAWK	312098	905 L OST
TOMAHAWK	300098	17 GLC SS
TOMAHAWK	312098	906 U OST
TOMAHAWK	214098	10 VIK SS
TOMAHAWK	316098	9 OST SS
TOMAHAWK	644098	1 BNFF
TOMAHAWK	300098	16 GLC SS
TOMAHAWK	300098	10 GLC SS
TONY CKN	218001	0 VIK A
TONY CKN	326098	20 BSL GETH
TONY CKN	500098	10 TRIA SYS
TONY CKN	326098	5 GETH
TONY CKN	500098	5 TRIA SYS
TONY CKN	310098	5 L MANN
TONY CKN	326098	1 GETH
TONY CKN	326098	21 GETH
TONY CKN	326098	15 BSL GETH
TORRNGTN	126098	5 BSL BR
TWINING	642099	1 PEK
TWINING	126098	5 BR
TWINING	126098	15 BR
TWINING	126098	51 BR
TWINING	218010	0 VIK J
TWINING	218012	0 VIK L
TWINING	218098	47 VIK SS
TWINING	218098	77 VIK SS
TWINING	310098	45 BSL QTZ
TWINING	218098	76 VIK SS
TWINING	218098	35 VIK SS
TWINING	126098	907 BSL BR
TWINING	218098	30 VIK SS
TWINING	218098	50 VIK SS
TWINING	310098	25 DETR
TWINING	610098	2 PEK
TWINING	642098	5 PEK
TWINING	310098	38 ELRS
TWINING	642098	11 PEK
TWINING	248098	5 MANN
TWINING	126098	35 BR
TWINING	250098	15 GLC SS
TWINING	218098	25 VIK SS
TWINING	126098	11 BR
TWINING	126098	27 BR
TWINING	218098	45 VIK SS
TWINING	126098	50 BR
TWINING	218098	7 VIK SS
TWINING	126098	45 BR
TWINING	336098	2 ELRS
TWINING	126098	17 BSL BR
TWINING	218098	9 VIK SS
TWINING	336098	6 ELRS
TWINING	126098	40 BR
TWINING	218098	38 VIK SS
TWINING	126098	52 BSL BR
TWINING	126007	0 BR G
TWINING	250098	10 BSL MANN
TWINING	642098	27 PEK
TWINING	126098	22 BR
TWINING	126060	1 BR K
TWINING	126060	2 BR L
TWINING	642099	0 PEK
TWINING	642098	10 PEK
TWOCK	248098	6 NOTI
TWOCK	248098	5 MANN
TWOCK	556098	5 BELL
UTIK LK	778005	0 GLWD E
UTIK LK	789037	0 KR SS KK
UTIK LK	248098	5 MANN
UTIK LK	264098	5 SPRT R
UTIK LK	264098	10 SPRT R
VALLEYVW	228098	5 PR
VALLEYVW	228098	10 PR
VALLEYVW	326098	10 GETH
VEGA	218098	10 VIK SS

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
VEGA	218098	21 VIK SS
VEGA	218098	20 VIK SS
VEGA	310098	10 ELRS
VEGA	300098	5 GLC SS
VEGA	310098	5 L MANN
VIRG	642098	4 PEK
VIRG	326098	10 GETH
VIRG	680098	1 BLUE
VIRG	326098	11 BSL GETH
VIRG	244098	10 L BL
WABASCA	306098	5 WBSK
WAHIGAN	192099	900 DUNV
WAHIGAN	176098	5 CARD SD
WAHIGAN	348098	10 CADM
WAHIGAN	211098	902 L COLO
WAHIGAN	266098	1 NOTI
WAHIGAN	348098	2 CADM
WAHIGAN	192098	10 DUNV
WAHIGAN	500098	5 TRIA SYS
WAHIGAN	192098	12 DUNV
WAHIGAN	192098	11 DUNV
WAHIGAN	348098	4 GETH
WAHIGAN	326098	6 GETH
WAHIGAN	304098	10 BLSK
WAHIGAN	326098	1 GETH
WAHIGAN	326098	5 GETH
WEALD	176098	10 CARD SD
WEALD	176098	5 CARD SD
WEALD	348098	5 CADM
WEASONE	218098	5 VIK SS
WEASONE	304098	5 BLSK
WESTLOCK	310098	35 L MANN
WESTLOCK	250098	21 GLC SS
WESTLOCK	316098	902 OST
WESTLOCK	218098	10 VIK SS
WESTLOCK	250098	20 U MANN
WESTLOCK	218098	13 VIK SS
WESTLOCK	310098	45 DETR
WESTLOCK	310098	40 BSL BL
WESTPEM	432098	5 RK CK
WESTPEM	310098	15 ELRS
WESTPEM	432098	901 RK CK
WESTPEM	310098	5 L MANN
WESTPEM	218098	901 VIKING
WESTPEM	432098	15 RK CK
WESTPEM	310098	6 ELRS
WESTPEM	680098	10 BLUE
WESTPEM	310098	2 ELRS
WESTRO S	300098	10 GLC SS
WESTRO S	300098	15 GLC SS
WESTRO S	312098	5 OST
WESTRO S	334003	0 BSL QTZ C
WESTRO S	642098	1 PEK
WESTRO S	644098	5 BNFF
WESTRO S	644098	10 BNFF
WESTRO S	658098	5 WAB
WESTRO S	316098	1 OST SS
WESTRO S	218098	1 VIK SS
WESTRO S	300002	0 GLC B
WESTRO S	126098	10 BR
WESTRO S	644098	2 BNFF
WESTRO S	300098	13 ELRS
WESTRO S	336098	10 ELRS
WESTRO S	336098	2 DETR
WESTRO S	300003	0 GLC C
WESTRO S	336098	15 ELRS
WESTRO S	336098	7 ELRS
WESTRO S	658098	4 WAB
WESTRO S	300098	5 GLC SS
WESTRO S	644098	11 BNFF
WESTRO S	248098	2 U MANN
WESTROSE	310098	10 ELRS
WESTROSE	300098	15 GLC SS
WESTROSE	310001	0 L MANN A
WESTROSE	336098	8 ELRS
WESTROSE	310098	22 OST
WESTROSE	336098	20 ELRS
WESTROSE	218098	1 VIK SS
WESTROSE	310098	17 ELRS
WHCOURT	126098	5 BR
WHCOURT	126098	10 BR
WHCOURT	218098	80 VIK SS
WHCOURT	642098	901 PEK
WHCOURT	446098	20 JUR SYS
WHCOURT	336098	1 ELRS
WHCOURT	446098	901 NORD
WHCOURT	446098	902 NORD
WHCOURT	218098	87 VIK SS
WHCOURT	218098	901 VIK 11-20
WHCOURT	446001	0 JUR A
WHCOURT	446098	10 NORD
WHCOURT	446098	30 NORD
WHCOURT	248002	0 MANN B
WHCOURT	444098	3 NORD
WHCOURT	642098	100 PEK
WHCOURT	218098	90 VIK SS

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
WHCOURT	248001	0 MANN A
WHCOURT	248098	10 L MANN
WHCOURT	248098	5 ELRS
WHCOURT	446007	0 JUR G
WHTHRS	176098	10 CARD SD
WHTHRS	326098	15 GETH
WHTHRS	432098	15 RK CK
WHTHRS	696001	0 NIS A
WHTHRS	696002	0 NIS B
WHTHRS	305098	901 GLAU B SS
WHTHRS	176098	5 CARD SD
WHTHRS	432098	10 RK CK
WHTHRS	432098	5 RK CK
WHTHRS	696098	6 NIS
WIDEWATR	310098	20 L MANN
WIDEWATR	310098	15 L MANN
WIDEWATR	336098	15 ELRS
WIDEWATR	336098	20 ELRS
WIDEWATR	789098	1 KR SS
WIDEWATR	336098	10 ELRS
WIDEWATR	218098	5 VIK SS
WIDEWATR	336098	5 ELRS
WIDEWATR	250098	10 U MANN
WIDEWATR	336098	25 ELRS
WIDEWATR	300098	5 GLC SS
WILDWOOD	218098	5 VIK SS
WILDWOOD	336098	10 ELRS
WILDWOOD	350098	5 DETR
WILDWOOD	642098	5 PEK
WILDWOOD	334001	0 BSL QTZ A
WILDWOOD	312098	20 OST SS
WILDWOOD	336098	5 ELRS
WILDWOOD	312098	5 OST SS
WILLGR	126098	2 BR
WILLGR	126098	25 BR
WILLGR	126098	36 BR
WILLGR	126098	38 BR
WILLGR	176098	31 CARD SD
WILLGR	218098	20 VIK SS
WILLGR	218098	902 VIKING
WILLGR	300098	10 GLC SS
WILLGR	300098	22 GLC SS
WILLGR	300098	25 GLC SS
WILLGR	312098	6 OST
WILLGR	334098	20 ELRS
WILLGR	334098	27 ELRS
WILLGR	334098	60 ELRS
WILLGR	432098	16 RK CK
WILLGR	444098	901 NORD
WILLGR	640002	0 SHUN B
WILLGR	642098	5 PEK
WILLGR	642098	6 PEK
WILLGR	444098	2 NORD
WILLGR	218098	901 VIK
WILLGR	300098	2 GLC SS
WILLGR	176098	15 CARD SD
WILLGR	176098	20 CARD SD
WILLGR	126051	0 BR YY
WILLGR	126052	0 BR ZZ
WILLGR	126098	8 BSL BR
WILLGR	432098	8 RK CK
WILLGR	126014	0 BR N
WILLGR	126018	0 BR R
WILLGR	126030	0 BR DD
WILLGR	126036	0 BR JJ
WILLGR	126049	0 BR WW
WILLGR	126098	15 BR
WILLGR	186002	0 2WS B
WILLGR	186006	0 2WS F
WILLGR	218028	0 VIK BB
WILLGR	218030	0 VIK DD
WILLGR	176098	30 CARD SD
WILLGR	640098	5 SHUN
WILLGR	310098	2 ELRS
WILLGR	640001	0 SHUN A
WILLGR	126098	5 BR
WILLGR	176098	36 CARD SD
WILLGR	176098	25 CARD SD
WILLGR	300098	17 GLC SS
WILLGR	336098	5 ELRS
WILLGR	126098	10 BSL BR
WILLGR	300098	26 GLC SS
WILLGR	432098	5 RK CK
WILLGR	432098	7 RK CK
WILLGR	640098	1 SHUN
WILLGR	432098	3 RK CK
WILLGR	432098	15 RK CK
WILLGR	640098	10 SHUN
WILLGR	126007	0 BR G
WILLGR	126098	32 BR
WILLGR	644098	1 BNFF
WILLGR	250098	2 GLC SS
WILLGR	312098	5 OST SS
WILLGR	334098	50 L MANN
WILLGR	432098	19 RK CK
WILLGR	300098	20 GLC SS

NOM DU CHANTIER	NUMÉRO DE CODE DU GISEMENT	NOM SÉQUENTIEL DU GISEMENT
WILLGR	126098	34 BSL BR
WILLGR	64098	10 PASK
WILLGR	432098	18 RK CK
WILLGR	334098	8 ELRS
WILLGR	336098	4 ELRS
WILSON C	300098	1 GLC SS
WILSON C	300098	907 GLAU
WILSON C	300098	910 GLAU
WILSON C	300098	912 GLAU
WILSON C	446098	1 NORD
WILSON C	644098	1 BNFF
WILSON C	300098	902 GLAU
WILSON C	300098	903 GLAU
WILSON C	300098	905 GLAU
WILSON C	126011	0 BR K
WILSON C	126012	0 BR L
WILSON C	300098	909 GLAU
WILSON C	126006	0 BR F
WILSON C	300098	911 GLAU
WILSON C	444098	1 NORD
WILSON C	218098	1 VIK SS
WILSON C	310098	1 ELRS
WILSON C	300098	904 GLAU
WILSON C	642098	2 PEK
WILSON C	300098	908 GLAU
WILSON C	444098	901 NORD
WILSON C	300098	901 GLAU
WILSON C	642098	902 PEK
WILSON C	642098	901 PEK
WIMBORNE	696098	10 NIS
WIMBORNE	218098	3 VIK SS
WIMBORNE	218098	5 VIK SS
WIMBORNE	126098	5 BR
WIMBORNE	126098	15 BSL BR
WIMBORNE	126098	6 BSL BR
WIMBORNE	696098	5 NIS
WIMBORNE	642098	5 PEK
WIMBORNE	642098	17 PEK
WINAGAMI	326098	5 GETH
WINAGAMI	556098	10 BELL
WINAGAMI	304098	10 BLSK
WINDFALL	218098	8 VIK SS
WINDFALL	310098	15 L MANN
WINDFALL	326098	10 BSL GETH
WINDFALL	640098	901 SHUN
WINDFALL	642098	901 PEK
WINDFALL	304098	5 BLSK
WINDFALL	218098	5 VIK SS
WINDFALL	500098	901 TRI
WINDFALL	250098	3 U MANN
WINDFALL	730098	1 DUVY
WINDFALL	326098	16 GETH
WINDFALL	126098	1 BR
WINDFALL	326098	15 GETH
WINDFALL	642098	2 PEK
WINDFALL	720098	7 LED
WINDFALL	720098	5 LED
WINDFALL	304098	2 BLUE
WINDFALL	670098	5 WINT
WIZARDLK	334098	30 BSL QTZ
WNYNDIE	176003	0 CARD C
WNYNDIE	326098	10 GETH
WNYNDIE	326098	5 BSL GETH
WOLF	556098	10 BELL
WOLF	176098	5 CARD SD
WOLF	326098	5 GETH
WOLF	326098	10 GETH
WOLF	556098	5 BELL
WOLF S	248098	1 MANN
WOLF S	640098	5 SHUN
WOLF S	186098	5 2WS
WOLF S	266098	6 NOTI
WOLF S	640098	10 SHUN
WOLF S	432098	5 RK CK
WORKMAN	126098	5 BR
WORKMAN	126098	10 BR
WST CV	444098	5 NORD
WST CV	444301	0 NORD-BNFF A
WST CV	444098	3 NORD
WST CV	126098	5 BR
WST CV	440098	2 NORD-BNFF
WVILLE	326098	1 GETH
WVILLE	556098	5 BELL
YELSTONE	218098	5 VIK SS